

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA PLANTA DE
COGENERACIÓN EN UN EDIFICIO HOSPITALARIO**

Autor: Álvaro Cerrato Aguilar

Tutor: Esteban Patricio Domínguez González-Seco

Leganés, junio 2015

*"Yo creo bastante en la suerte. Y he constatado que,
cuanto más duro trabajo, más suerte tengo."*

Thomas Jefferson

Agradecimientos:

Ha sido largo el camino y son muchas las personas que han colaborado de una forma u otra en este proyecto. Pondré algunos nombres y otros se quedarán en el tintero, pero en cualquier caso, GRACIAS.

En primer lugar a mi tutor Esteban Domínguez, que ya sea como profesor o tutor, ha estado siempre disponible, me ha guiado en este proyecto y ha hecho que sea muy fácil trabajar con él.

A mis compañeros de universidad con los que he compartido muchas horas: Jorge, Guillermo, Alfredo... y muchos otros en estos últimos años. Y como no, a Agustín, compañero dentro y fuera.

A mi primo Paco por animarme a entrar en la universidad.

A mi hermano y mi sobrino, Christian y David y a todos los que me alegran el día a día: mis tíos, mis primos y el resto de mi familia, mis amigos y compañeros de equipo, y a Javi, por estar siempre y desde siempre.

Por supuesto a Raquel, que me ha acompañado prácticamente todo el camino y ha formado parte en gran medida de este proyecto, y seguro que de otros muchos que vendrán. No puedo expresar con palabras lo especial que ha sido todo este tiempo pero sí puedo dedicarte este trabajo.

Y en último lugar a mis padres, que me lo han dado todo, me han apoyado siempre y con paciencia, y son los principales culpables de que esto haya salido adelante. Gracias.

RESUMEN

En este proyecto se estudia si es viable económicamente la implantación de un módulo de cogeneración que produzca electricidad y agua caliente en un edificio de ámbito hospitalario.

Ante el panorama de crisis económica actual el ahorro energético, y por tanto económico, se ha convertido en una de las prioridades de organismos tanto públicos como privados. Objetivo compartido por varios sectores, en especial por grandes consumidores de energía eléctrica, y que por lo tanto supone un nicho para la investigación y desarrollo de ingeniería.

Como se ampliará más adelante, en España apenas un 7% de la energía se genera en régimen de cogeneración, y prácticamente su totalidad tiene lugar en el sector industrial. Existe por tanto un gran potencial aún por explotar, tanto en este como en el sector servicios, donde la trigeneración (posibilidad de producir frío para climatización) puede suponer un punto importante que impulse la cogeneración a nuevas cotas.

Existen diferentes tecnologías que son capaces de trabajar como cogeneradoras. Ya sean turbinas o motores, todos los métodos tradicionales producen calor en el proceso de generación de energía eléctrica, calor que es vertido a la atmósfera y del que habitualmente no se obtiene rendimiento alguno. En este proyecto se analizarán las distintas tecnologías y se seleccionará la más adecuada para el caso.

Unido al aspecto técnico se realizará un análisis económico de la viabilidad del proyecto, comparándolo con el caso sin cogeneración, puesto que además de un aumento de la eficiencia energética del centro se debe obtener un ahorro económico. Beneficio cuya magnitud respalde la implantación de una nueva tecnología que sustituya a la existente.

Por tanto, en este proyecto se realizará un estudio, a partir de los datos facilitados por el hospital, de las necesidades tanto térmicas como eléctricas demandadas por el cliente, y bajo la normativa vigente, se establecerán las actuaciones que deberán llevarse a cabo para la implantación de la cogeneración en el edificio hospitalario.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 10 |
| 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO..... | 10 |
| 1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO. | 11 |
| 2. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN: CONCEPTO Y TIPOLOGÍAS. | 12 |
| 2.1 COGENERACIÓN. | 12 |
| 2.2 TIPOS Y FUNCIONAMIENTO. | 14 |
| 2.2.1 SEGÚN SECUENCIA DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR..... | 14 |
| 2.2.2 SEGÚN FUENTE PRIMARIA..... | 15 |
| 2.2.2.1 TURBINAS DE GAS..... | 15 |
| 2.2.2.2 TURBINA DE VAPOR..... | 17 |
| 2.2.2.3 CICLO COMBINADO DE TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR..... | 18 |
| 2.2.2.4 MOTORES ALTERNATIVOS..... | 20 |
| 2.3 VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN..... | 23 |
| 2.4 APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN. | 24 |
| 2.5 MICROCOGENERACIÓN..... | 26 |
| 2.6 COGENERACIÓN EN EL MUNDO, EUROPA Y ESPAÑA..... | 27 |
| 2.6.1 COGENERACIÓN EN EL MUNDO Y EN EUROPA..... | 27 |
| 2.6.2 COGENERACIÓN EN ESPAÑA..... | 28 |
| 2.7 COGENERACIÓN CON BIOMASA. | 31 |
| 2.8 TRIGENERACIÓN..... | 32 |
| 2.8.1 REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN..... | 33 |
| 2.8.1.1 CICLO DE ABSORCIÓN CON BROMURO DE LITIO..... | 34 |
| 2.8.1.2 CICLO DE ABSORCIÓN CON AMONIACO..... | 36 |
| 3. MARCO NORMATIVO. | 37 |
| 3.1 EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA..... | 37 |
| 3.2 MARCO NORMATIVO DE LA COGENERACIÓN..... | 41 |
| 4. DATOS PARA EL DIMENSIONADO DE LA PLANTA..... | 43 |
| 4.1 DATOS DEL HOSPITAL..... | 43 |
| 4.1.1 INFORMACIÓN DEL HOSPITAL..... | 44 |
| 4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO E INSTALACIONES..... | 44 |
| 4.2 DATOS PARA EL DIMENSIONADO. | 45 |
| 4.2.1 DEMANDA TÉRMICA DEL HOSPITAL..... | 45 |
| 4.2.2 DEMANDA ELÉCTRICA DEL HOSPITAL | 46 |

| | |
|---|-----------|
| 5. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y DIMENSIONADO COGENERACIÓN. | 48 |
| 5.1 SELECCIÓN DEL COMBUSTIBLE. | 48 |
| 5.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN. | 49 |
| 5.2.1 COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS. | 51 |
| 5.2.2 MOTOR CATERPILLAR G3520E. | 52 |
| 5.3 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES. | 54 |
| 5.3.1 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES MECÁNICAS. | 55 |
| 5.3.1.1 MODIFICACIONES EN LA RED DE GAS DEL HOSPITAL. | 55 |
| 5.3.1.2 CONEXIONES A LA SALIDA DEL MOTOR. | 56 |
| 5.3.2 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. | 61 |
| 5.3.2.1 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN. | 62 |
| 5.3.2.2 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN. | 64 |
| 6. ANÁLISIS ECONÓMICO. | 69 |
| 6.1 MARCO ECONÓMICO ACTUAL. | 69 |
| 6.2 ESTUDIO ECONÓMICO. | 70 |
| 6.2.1 ESTUDIO ECONÓMICO SIN COGENERACIÓN. | 71 |
| 6.2.2 ESTUDIO ECONÓMICO CON COGENERACIÓN. | 72 |
| 6.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD. | 74 |
| 6.3.1 INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN. | 74 |
| 6.3.2 DATOS DE PARTIDA PARA EL ANÁLISIS. | 75 |
| 6.3.2.1 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. | 75 |
| 6.3.2.2 COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO. | 76 |
| 6.3.3 RESULTADOS OBTENIDOS. | 77 |
| 6.3.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS. | 79 |
| 7. CONCLUSIONES. | 80 |
| 8. BIBLIOGRAFÍA. | 82 |
| 8.1 REFERENCIAS EN EL DOCUMENTO. | 82 |
| 8.2 BIBLIOGRAFÍA. | 83 |
| 9. ANEXOS. | 85 |
| ANEXO I. CÁLCULOS REALIZADOS ESTUDIO ECONÓMICO. | 86 |
| ANEXO II. ESQUEMA ELÉCTRICO COGENERACIÓN. | 91 |
| ANEXO III. ESQUEMA CALOR COGERERACIÓN. | 92 |
| ANEXO IV. FICHA CATÁLOGO FABRICANTE MOTOR. | 93 |

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1. DIAGRAMA DE FLUJO DE ENERGÍA MEDIANTE COGENERACIÓN. | 13 |
| FIGURA 2. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS. | 17 |
| FIGURA 3. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO. | 19 |
| FIGURA 4. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO PARA COGENERACIÓN DE AIRE CALIENTE. | 21 |
| FIGURA 5. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO EN CICLO COMBINADO. | 22 |
| FIGURA 6. ESQUEMA DE POSIBLE INSTALACIÓN DE MÓDULO COMPACTO DE COGENERACIÓN EN UNA VIVIENDA. | 25 |
| FIGURA 7. EQUIPO DE MICROCOGENERACIÓN DE 50 KW DE POTENCIA. | 26 |
| FIGURA 8. FRACCIÓN DE ELECTRICIDAD PRODUCIDA EN RÉGIMEN DE COGENERACIÓN. | 28 |
| FIGURA 9. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN ESPAÑA SEGÚN TIPO DE COMBUSTIBLE. | 29 |
| FIGURA 10. EVOLUCIÓN NACIONAL DE LA POTENCIA INSTALADA: TOTAL Y POR SECTORES. | 30 |
| FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO DE ENERGÍA MEDIANTE TRIGENERACIÓN. | 33 |
| FIGURA 12. ESQUEMA DE CICLO DE ABSORCIÓN CON BROMURO DE LITIO Y AGUA. | 35 |
| FIGURA 13. HISTÓRICO POTENCIA TÉRMICA DEMANDADA POR EL HOSPITAL | 46 |
| FIGURA 14. HISTÓRICO POTENCIA ELÉCTRICA DEMANDADA POR EL HOSPITAL | 47 |
| FIGURA 15. MOTOR CATERPILLAR G3520E. | 52 |
| FIGURA 16. TABLA PRESTACIONES DEL MÓDULO CATERPILLAR G3520E. | 53 |
| FIGURA 17. TABLA CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL MOTOR-GENERADOR. | 61 |
| FIGURA 18. TABLA CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. | 62 |
| FIGURA 19. COSTE POR PARTIDAS DE LA INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN. | 72 |
| FIGURA 20. TABLA DE RESULTADOS VIABILIDAD ECONÓMICA. | 77 |
| FIGURA 21. TABLA DE CÁLCULO DE VIABILIDAD ECONÓMICA. | 78 |

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO.

La mayoría de las instalaciones existentes, además de consumir energía eléctrica, cuentan con una demanda térmica o bien en alguno de sus procesos industriales o simplemente como agua caliente sanitaria (ACS) y para calefacción. Un ejemplo de este tipo de instalación es un hospital, en el que la electricidad que se consume, generalmente es comprada a una compañía eléctrica que se encarga de producirla, y por otro lado, se compra combustible para satisfacer sus necesidades térmicas.

Si cada una de estas instalaciones, de medio o gran tamaño, produjeran su propia electricidad y aprovecharan el calor que se genera involuntariamente en el proceso, se lograría un ahorro energético de gran magnitud. Esto, unido a otras ventajas como la fiabilidad de suministro, la eliminación de pérdidas en el transporte y la diversificación del mercado energético sitúan a la cogeneración como una alternativa muy a tener en cuenta en el futuro.

Por tanto, este proyecto trata de poner de manifiesto que la cogeneración es una tecnología de vanguardia, eficaz y necesaria para lograr una mayor eficiencia y ahorro en el panorama energético actual, con posibilidad de situarse a medio plazo como una alternativa consistente tanto en nuevas instalaciones como en aquellas que quieran mejorar su productividad.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO.

La realización de este proyecto tiene como objetivo determinar la viabilidad de la instalación de un sistema de cogeneración en un edificio de ámbito hospitalario situado en la zona centro de España.

Tras la realización de éste, han de cumplirse los siguientes hitos:

- Determinar una solución **viable técnicamente** que permita la implantación de un sistema de cogeneración en un hospital existente.
- Obtener un resultado **positivo en el estudio de viabilidad económica** de la tecnología seleccionada para el centro. Esto implica también un ahorro en la factura eléctrica en comparación con el sistema actual.
- **Cubrir una parte de la demanda térmica** determinada por las necesidades energéticas del hospital.
- **Cubrir la demanda eléctrica** del hospital para que sea capaz de funcionar en régimen de autoconsumo. Incluso cuando el escenario normativo lo respalde, vender el excedente de energía producido y así obtener un beneficio económico.
- Dotar al centro de una **mayor fiabilidad de suministro**. Puesto que ante fallos en la red eléctrica, al poder funcionar en modo autoconsumo, se podrá seguir manteniendo la actividad habitual en el hospital.
- **Reducción de emisiones contaminantes** de efecto invernadero y menores pérdidas en la red de transporte. Todo ello reduce el impacto ambiental y ayuda a cumplir los objetivos de emisiones marcados desde los distintos organismos, situando a la cogeneración como una de las principales opciones de mercado futuro.

2. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN: CONCEPTO Y TIPOLOGÍAS.

2.1 COGENERACIÓN.

Se entiende por cogeneración la producción en un mismo proceso de energía eléctrica y energía térmica útil.

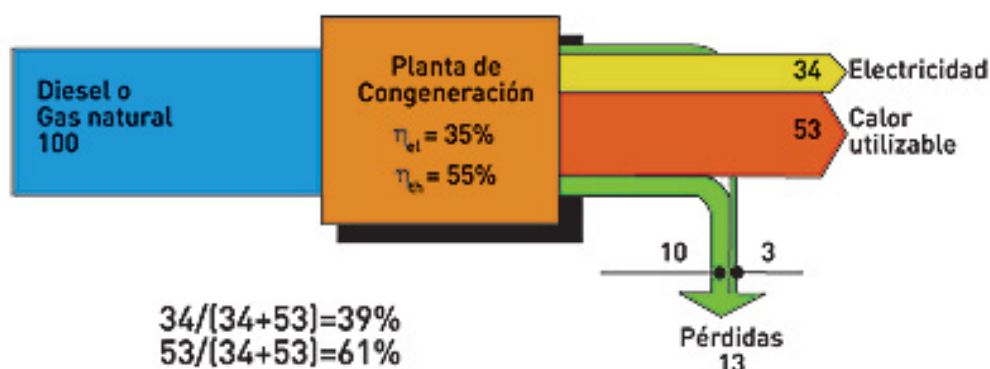
En las plantas de generación convencionales (turbinas de gas o ciclos de vapor) el calor producido en el proceso de obtención de electricidad es disipado a la atmósfera, en cambio, en las plantas de cogeneración este calor es aprovechado, lo que se conoce como “*calor útil*”, aumentando la eficiencia global del proceso por lo que se conoce como una tecnología de alta eficiencia. Puede verse en el diagrama de la Figura 1 el proceso del flujo de energía en una planta de cogeneración convencional.

El rendimiento en sistemas de cogeneración se encuentra entre el 70 y el 90% con un rendimiento medio establecido en torno al 85%, en cambio, en sistemas convencionales este no supera el 65% en los más favorables.

La generación simultánea de energía y calor a partir de una misma fuente de energía internacionalmente se conoce como CHP o Combined Heating and Power. Este calor, obtenido de convertir la energía de un combustible en electricidad, puede resultar útil en cualquier actividad en la que se necesite energía térmica, como procesos industriales de producción o climatización y ACS.

El objetivo fundamental de un sistema de cogeneración es aprovechar al máximo posible la energía del combustible y para ello es necesario una etapa de diseño específico en el que se comienza escogiendo el tipo de ciclo. Existe una gran diversidad de tecnologías que pueden ser utilizadas como fuente primaria: ciclo simple con turbina de gas o turbina de vapor, ciclo combinado, motores alternativos, etc... para cada aplicación hay un diseño que mejor se adapta ella. En segundo lugar se estudia la demanda de calor del usuario, lo que determinará el tamaño de planta y posteriormente se diseñan los servicios auxiliares necesarios para el funcionamiento de la misma.

Una de las premisas de la cogeneración es la proximidad entre generación y consumo con lo que nos acercamos al concepto de generación distribuida, es decir, acercar la producción de energía a las cargas de consumo.

FIGURA 1. DIAGRAMA DE FLUJO DE ENERGÍA MEDIANTE COGENERACIÓN. ¹

La generación distribuida o descentralizada está considerada como el futuro al que se dirige el sector eléctrico, ya que engloba sus tres pilares básicos: generación, transporte y distribución. Con este método se evitan grandes pérdidas en el transporte y distribución, se estima que con el sistema eléctrico actual éstas están en torno al 10%.

Con su alto rendimiento y su drástica reducción de pérdidas en el transporte y distribución se consigue una gran eficiencia, no sólo desde el punto de vista térmico y eléctrico, sino que también se logra un coste de producción menor, un menor consumo de combustible y por lo tanto un menor impacto ambiental.

Además, el sistema de explotación de la cogeneración se aleja del modelo de grandes inversiones como sucede en sistemas de generación centralizados y a su vez dota a la red eléctrica de una mayor seguridad de suministro, proporcionando potencia gestionable por el operador del sistema si éste lo requiere.

¹ Fuente: GAS NATURAL FENOSA. [1]

2.2 TIPOS Y FUNCIONAMIENTO.

Habitualmente la forma de producir energía eléctrica se basa en una instalación compuesta principalmente por un grupo motor-generator alimentado por combustible y un alternador acoplado a su eje, el cual produce la electricidad. Aun así, según las necesidades de la instalación hay distintos sistemas de cogeneración que se adaptan mejor a sus requisitos, como por ejemplo, la energía demandada, los diferentes tipos de procesos industriales o las necesidades de climatización o ACS del cliente.

Las tecnologías utilizadas son principalmente métodos convencionales de generación de electricidad con el añadido del aprovechamiento del calor producido en el ciclo. Este calor puede ser directamente utilizado en procesos o transferidos a otro fluido para su posterior uso en otras aplicaciones. Estos fluidos o materiales termoportadores de calor suelen ser:

- Vapor de agua.
- Agua líquida.
- Aceites térmicos.
- Gas caliente.

A continuación se hacen dos clasificaciones: según el orden en el que se produce la energía eléctrica o térmica y según la fuente primaria que se puede emplear para ello, es decir, la tecnología que sirve para activar el ciclo de cogeneración.

2.2.1 SEGÚN SECUENCIA DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR.

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de energía eléctrica y térmica como:

- Sistemas superiores o ciclos de cabecera:
Son los sistemas en los que una fuente de energía primaria (gas natural, diesel, carbón...) se utiliza para generar la energía eléctrica y el calor residual del proceso, en forma de vapor o fluidos calientes, es aprovechado como energía térmica tanto de forma directa en procesos industriales como para calentar otro fluido por medio de un intercambiador de calor. Este sistema es el más habitual.
- Sistemas inferiores o ciclos de cola:
Son sistemas menos comunes que los anteriores ya que principalmente son

requeridos por procesos con demandas térmicas, con que necesitan temperaturas muy elevadas. En ellos la energía obtenida del combustible es utilizada en primera instancia como energía térmica y con el calor residual se produce vapor y energía eléctrica.

2.2.2 SEGÚN FUENTE PRIMARIA.

A continuación se van a analizar las diferentes tecnologías que pueden ser utilizadas como fuente primaria en las plantas de cogeneración, es decir, la máquina térmica con la que se inicia el proceso. Éstas habitualmente son turbinas de gas o de vapor y motores alternativos.

Hoy día la más utilizada es la cogeneración con motor de combustión, tres de cada cuatro plantas de cogeneración funcionan con esta tecnología. En los siguientes apartados se detallan los distintos tipos:

2.2.2.1 TURBINAS DE GAS.

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna en el que se quema gas en un turbogenerador y se transforma la energía mecánica en eléctrica mediante un alternador acoplado a su eje. El proceso está representado por el ciclo Brayton y consta en su versión más simplificada de un compresor, una caldera y una turbina.

Se trata de un ciclo abierto en el que se comprime el aire obtenido de la atmósfera para después, en su paso por la cámara de combustión, mezclarse con el combustible y ser quemado. Los gases calientes resultantes de la combustión se expanden en la turbina y posteriormente son devueltos a la atmósfera.

El rendimiento de una turbina de gas está entorno al 40% y depende directamente de las temperaturas mínima y máxima del ciclo termodinámico, esto es, de las condiciones ambiente del emplazamiento y de la resistencia a altas temperaturas de los materiales de los que está construida. El primer factor está limitado por la tolerancia de los materiales a muy altas temperaturas ya que esto limita la temperatura máxima del ciclo.

En cuanto a las condiciones del emplazamiento el factor determinante que influye en el rendimiento es la temperatura ambiente, puesto que es el que marca la temperatura de entrada del aire en la turbina. El rendimiento aumenta al disminuir la temperatura ambiente. La temperatura óptima depende del tipo de turbina pero habitualmente suele

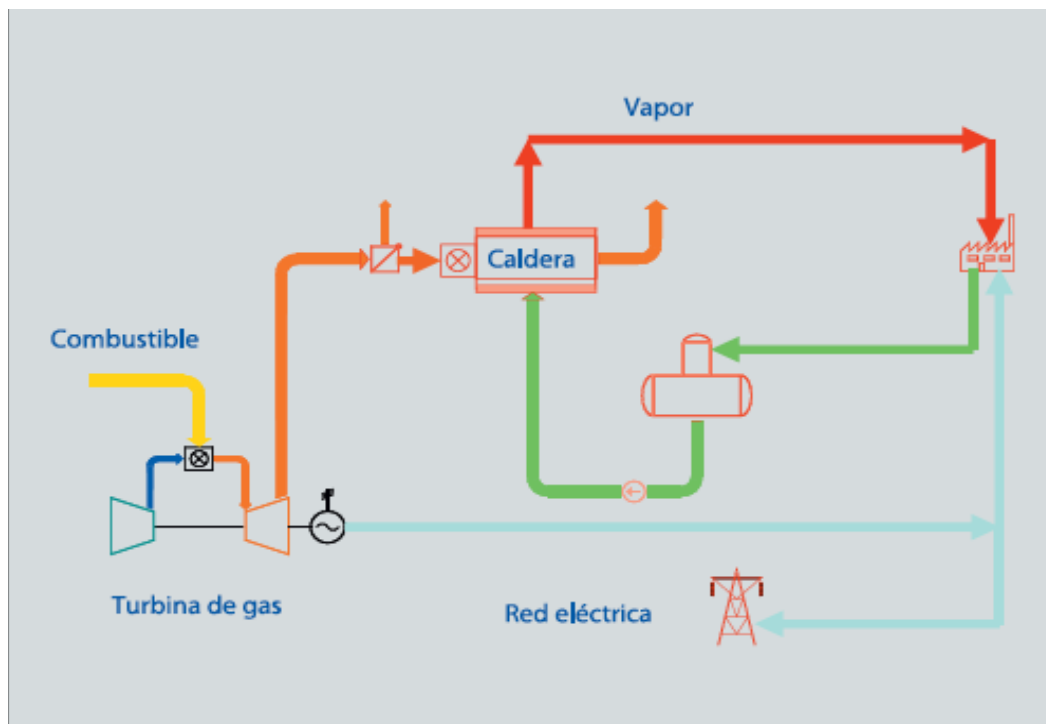
estar en torno a los 0 °C. Por tanto, el enfriamiento del aire a la entrada de la turbina es una posibilidad de mejora del rendimiento en las turbinas de gas y por consiguiente en las plantas de cogeneración.

COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS.

Las turbinas de gas generalmente tienen un rendimiento menor que los motores alternativos, pero por el contrario permiten una fácil recuperación del calor para ser utilizado en una planta de cogeneración. Los gases de escape de la turbina, que ya han sido comprimidos, calentados y expansionados salen a una temperatura de 500-600 °C y pueden ser empleados en una caldera de recuperación para producir vapor. Si la demanda de calor es mayor que la que pueden aportar estos gases de escape, ésta se suele aumentar introduciendo combustible en un quemador especial con el que cuenta la caldera, llamado quemador postcombustión. Esto es posible debido a que los gases a la salida de la turbina son aún suficientemente ricos en oxígeno, lo que no ocurre en los motores de combustión.

Si por el contrario se quiere utilizar el calor de los gases directamente sin necesidad de pasarlos por un quemador pueden ser empleados directamente en aplicaciones como secaderos, siendo dirigidos de forma directa sobre el material a secar, esto se conoce como ciclo simple de secado con turbina de gas. También es posible extraer el calor mediante un intercambiador de calor, y transferir éste a un fluido termoportador de calor como aceite térmico o agua.

El uso de este tipo de ciclo es adecuado para instalaciones con constantes y altas necesidades de vapor, ya que proporciona un vapor de alta calidad que puede ser necesitado en diversas actividades industriales. Por el mismo motivo, la utilización de esta tecnología no suele ser común en el sector servicios, donde las demandas de calor se centran principalmente en ACS y climatización.

FIGURA 2. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS. ²

2.2.2.2 TURBINA DE VAPOR.

Son las centrales más importantes tanto en tamaño como en potencia, llegando a potencias de 1000 MW. Tienen un rendimiento entre el 41 y el 53%. Estos sistemas se basan en el ciclo Rankine, en el que un fluido, típicamente agua, es evaporado en una caldera para posteriormente ser expandido en la turbina, donde se obtiene el trabajo. Tras ello el vapor es llevado a fase líquida en un condensador y posteriormente bombeado de nuevo hacia la caldera.

² Fuente: Guía de la Cogeneración. [2]

COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR.

A pesar de que el ciclo con turbina de vapor fue el primero en usarse en cogeneración, actualmente ha quedado relegado como complemento para ciclos combinados o para instalaciones que utilizan combustibles residuales como la biomasa.

Según la presión a la salida de la turbina éstas pueden ser turbinas de vapor a condensación, en las que el vapor sale de la turbina a una presión inferior a la atmosférica y turbinas a contrapresión. Para su uso en aplicaciones en procesos industriales, por lo tanto en cogeneración, la aplicación típica es con turbina de vapor a contrapresión, es decir, que la presión a la salida de la turbina es superior a la presión atmosférica. Para su aprovechamiento térmico este vapor de escape puede ser enviado al proceso mediante válvulas reguladoras y así satisfacer las necesidades de presión del proceso o puede ser condensado obteniéndose agua caliente.

2.2.2.3 CICLO COMBINADO DE TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR.

Se conoce como ciclo combinado la aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor, o lo que es lo mismo, un ciclo Brayton y uno Rankine. Este sistema es el más utilizado actualmente en plantas de generación, en ellos se consigue un rendimiento global en torno al 59%, el más elevado en plantas térmicas convencionales y sólo superado por plantas de cogeneración.

Consiste en utilizar los gases de escape de la última expansión de la turbina de gas y aprovechar la energía que contienen en una caldera de recuperación (CRC) para calentar el agua, que tras ser evaporada, se expande en la turbina de vapor. Posteriormente, este vapor se condensa y se bombea de nuevo a la CRC comenzando de nuevo el ciclo. En conclusión, consiste en utilizar la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas, para sustituir la caldera que en un ciclo de turbina de vapor.

COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO.

Tras la última expansión en la turbina de gas, los gases se encuentran a una temperatura en torno a 550 °C, de lo que se beneficia el ciclo de vapor, puesto que en la caldera de

recuperación se transfiere la energía contenida en los gases al agua del circuito del ciclo Rankine, posteriormente es expansionada en la turbina de vapor obteniendo de nuevo energía eléctrica.

Si la salida de la turbina de vapor nos encontramos con vapor a baja presión, éste puede ser utilizado directamente en procesos industriales o condensarse en un condensador presurizado para producir agua caliente con el mismo fin. Si la cantidad de agua o vapor demandada por el cliente disminuye, ésta se hace pasar por un condensador y se envía de nuevo al proceso con lo que no se pierde toda la energía sino que se vuelve a calentar en el recuperador de calor y se envía de nuevo a la turbina de vapor, realizando de nuevo el mismo ciclo y aumentando la producción de electricidad.

Por el contrario, si la cantidad de calor demandada es mayor que la se proporciona a la salida de la turbina puede producirse vapor adicional en un quemador postcombustión, añadiendo una cantidad adicional de combustible, en este caso gas natural, ya que como se ha explicado anteriormente en una turbina de gas los gases de escape son aún ricos en oxígeno.

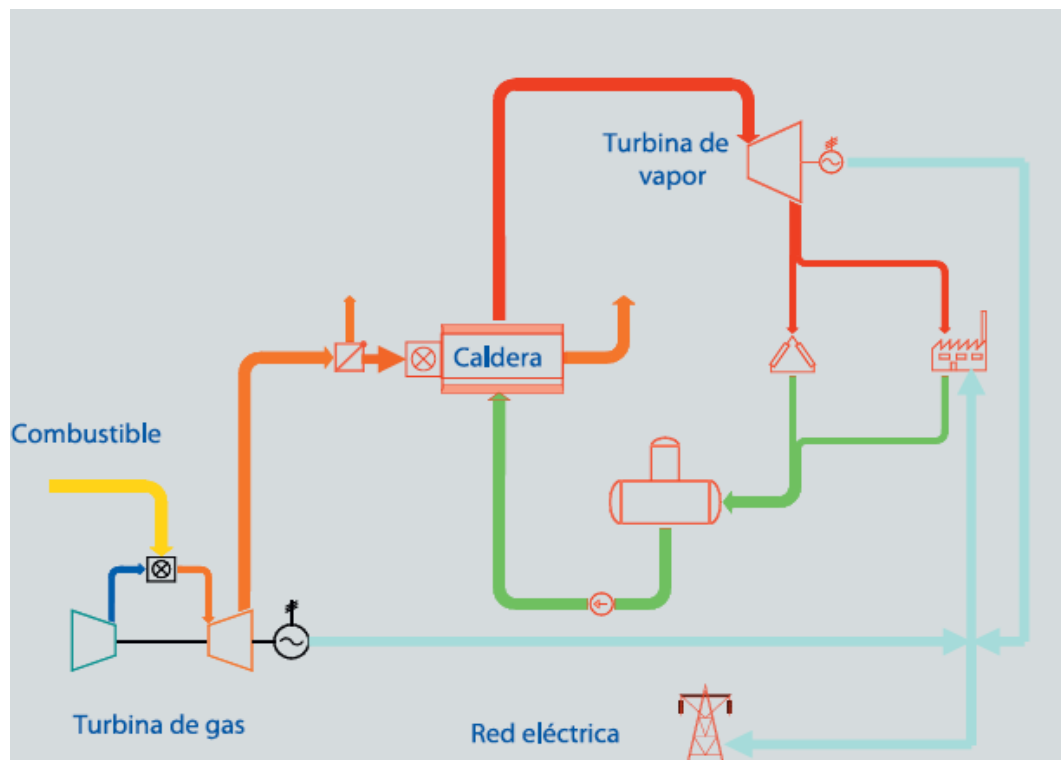


FIGURA 3. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO. [2]

2.2.2.4 MOTORES ALTERNATIVOS.

Se conoce como motor alternativo aquel que convierte la presión de un fluido en trabajo utilizando el movimiento alternativo de uno o varios pistones. En este caso hablamos de motores de combustión interna que utilizan como combustible gas natural, gasóleo o fuel-oil.

Los motores alternativos convencionales tienen rendimientos en torno al 40%, logrando bajas emisiones contaminantes. En algunos casos se alcanzan rendimientos superiores al 50%, con el inconveniente de ser más contaminantes que los anteriores.

Actualmente, tienen un campo de aplicación reducido ya que se suelen utilizar para pequeñas potencias, a partir de 20 MW, siempre que sea posible se suele emplear gas natural como combustible.

COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO.

La utilización de motores alternativos en cogeneración consiste en utilizar el calor de los gases de escape, normalmente vertidos a la atmósfera. Existe la posibilidad de utilizar directamente estos gases para ser utilizados en procesos industriales, por ejemplo, en un secadero pueden aprovecharse aplicando directamente el gas sobre el material a secar. Otro método es hacer pasar el gas por un intercambiador para calentar aire que se puede ser empleado en diversos procesos industriales. Puede verse el esquema del proceso en la Figura 4.

Además del calor que portan los gases de escape, el calor contenido en el agua del circuito de refrigeración y en el aceite térmico también puede ser utilizado en la instalación, tanto en pequeñas demandas del usuario final como en un intercambiador de calor, configuración que puede apreciarse en la Figura 4, en la que se emplea para precalentar aire.

COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO EN CICLO COMBINADO.

Existe la posibilidad de la aplicación conjunta de motores de combustión y turbinas, con lo que se consigue un mayor rendimiento. Este tipo de configuración resulta interesante en instalaciones con bajas demandas de calor, donde la cogeneración solo con turbinas o motores no resulte rentable.

Esta posible aplicación se puede observar en la Figura 5, en la que los gases de escape del motor se hacen pasar por una caldera de recuperación para producir vapor y con él energía eléctrica o mecánica, según las necesidades del consumidor. Lo común es turbinar este vapor para producir electricidad.

El calor del vapor a la salida de la turbina puede también aprovecharse, lo que incrementa aún más el rendimiento global de la planta. Al igual que sucede con el calor contenido en el líquido de refrigeración del motor puede emplearse tanto directamente en algún proceso industrial como en intercambiadores de calor.

Este tipo de plantas tienen un alto rendimiento eléctrico y su uso es adecuado con baja demanda de calor y para potencias inferiores a 20 MW.

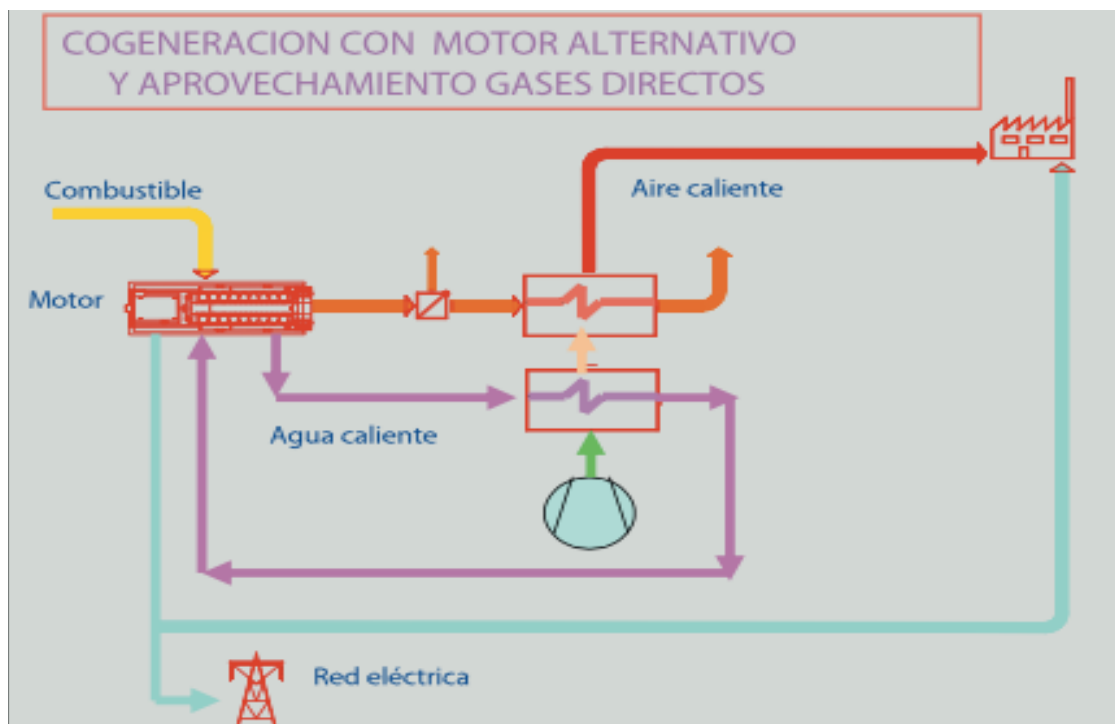


FIGURA 4. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO PARA COGENERACIÓN DE AIRE CALIENTE. [2]

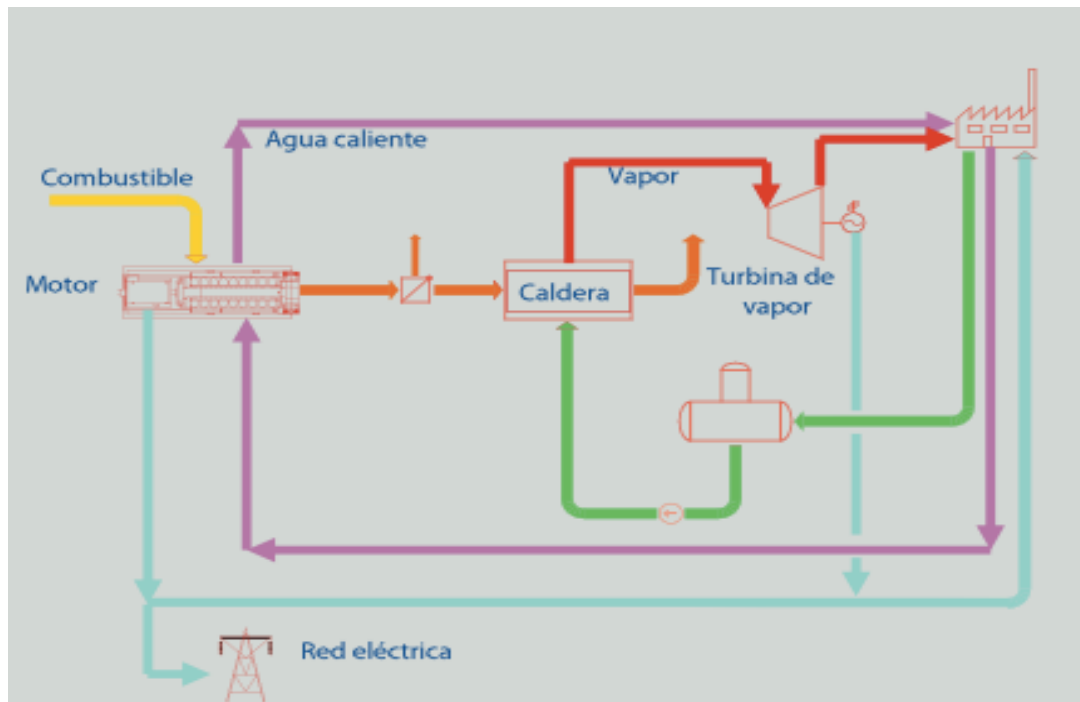


FIGURA 5. ESQUEMA DE PLANTA DE COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO EN CICLO COMBINADO. [2]

2.3 VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN.

En este apartado se muestran algunas de las ventajas que supone el desarrollo e implementación de plantas con tecnología de cogeneración. Se trata de plantas de alta eficiencia tanto en el ámbito eléctrico como energético, pero además, suponen un beneficio ambiental. Esto último introduce una alternativa más para tratar de reducir las emisiones contaminantes en el parque de generación actual, y con ello son una alternativa a las energías renovables, lo que favorece la creación de nuevos proyectos con este tipo de plantas.

- Tecnología de alta eficiencia, el rendimiento global de un sistema de cogeneración es del 85%, en cambio, en un sistema convencional es del 55%.
- Versatilidad, ya que la gran variedad de sistemas hace que se puedan implementar prácticamente a cualquier escala. Sus usos van desde aplicaciones a pequeña escala en pequeñas edificaciones, edificios de uso público como hospitales, centros comerciales, y aeropuertos hasta aplicaciones en procesos industriales.
- Se reducen de manera drástica las pérdidas asociadas a la red de transporte y distribución. Al tratarse de generación distribuida, se instalan en el mismo lugar o próximas a donde se requiere aprovechar la energía.
- Estabilidad del sistema eléctrico, reduce los problemas de congestión y dota al operador del sistema de mayor control de tensión, capacidad de arranque en frío y de reserva durante posibles contingencias en la red.
- Desde el punto de vista medioambiental, las plantas de cogeneración son las que menos emisiones contaminantes emiten en comparación con el resto de formas de generación que utilizan combustibles fósiles. Esto es debido a que esta tecnología tiene un mayor rendimiento global, con lo que sus emisiones por kWh eléctrico producido son inferiores.
- Los sistemas de cogeneración son favorables medioambientalmente, reduciendo las emisiones de CO₂, el principal causante del efecto invernadero, y de NOx (óxidos de nitrógeno) perjudiciales para el ser humano y el medio ambiente.
- Si además se trata de cogeneración con gas natural como combustible, las emisiones de CO₂ se reducen hasta un 60% y las de NOx hasta un 80%.
- Si se utiliza biomasa como fuente de energía la cogeneración se presenta como una energía renovable.

- Una política energética con el uso de tecnologías de cogeneración aumenta la seguridad energética nacional, más aún si se asocia a fuentes de energía renovable como la biomasa, y fomenta una mayor competencia entre productores de electricidad, ya que permite que entren en el mercado nuevos competidores.

En contra se encuentran aspectos como la incertidumbre regulatoria, que dificulta la inversión en el sector, y la elevada inversión inicial que requiere según qué tipo de planta. Además, tanto cogeneración como trigeneración habitualmente son actividades apartadas de las líneas normales de actuación de las industrias, por lo que se requieren técnicos cualificados para su gestión y mantenimiento.

2.4 APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN.

En la actualidad existen multitud de posibles instalaciones en las que es viable aplicar tecnologías de cogeneración, las diferencias principales entre los distintos sistemas suelen ser la demanda de energía requerida por el cliente y el tipo de calor que va a necesitar, ya sea agua para procesos a altas temperaturas, ACS o climatización.

Para instalaciones de potencias superiores a 50 MW se utilizan plantas de cogeneración con turbinas de gas y turbinas de vapor, en instalaciones de menos potencia además de las dos anteriores es común el uso de motores de combustión interna y microturbinas. Para pequeñas potencias, además del uso de gas natural como combustible también se emplea biomasa, carbón, gasóleo o biogás.

A continuación se muestran algunos ejemplos en los que es común el uso cogeneración tanto en el sector industrial como en el sector servicios.

En el sector industrial:

- Industria alimentaria.
- Industria papelera.
- Industria química y petroquímica.
- Industria textil.
- Tratamiento de residuos.

En el sector servicios:

- Aeropuertos.
- Centros comerciales.
- Centros polideportivos y piscinas climatizadas.

- Colegios y universidades.
- Edificios públicos.
- Hospitales.
- Hoteles.
- Residencias.

Además, para instalaciones de menos de 170 kW se fabrican y comercializan módulos de cogeneración compactos y de reducido tamaño que pueden instalarse *in situ* en lugares como piscinas, hospitales o colonias de viviendas. Esto abre un potencial mercado especialmente al sector residencial, a continuación, en la Figura 6 se muestra un ejemplo de esquema de la instalación de un sistema compacto de cogeneración para una vivienda.

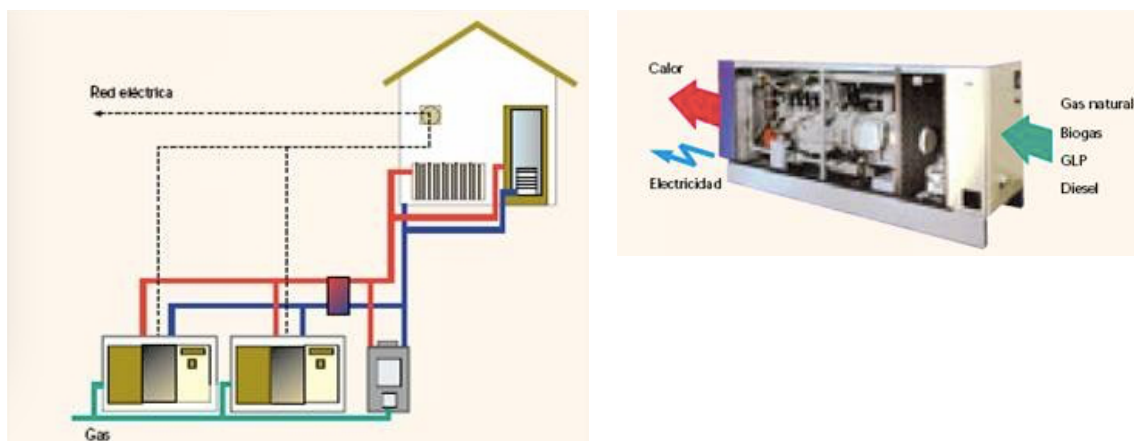


FIGURA 6. ESQUEMA DE POSIBLE INSTALACIÓN DE MÓDULO COMPACTO DE COGENERACIÓN EN UNA VIVIENDA. ³

³ Fuente: REPSOL. [3]

2.5 MICROCOGENERACIÓN

Se denomina microcogeneración a instalaciones de cogeneración cuya potencia es inferior a 50 kW. Estos equipos de pequeña potencia alcanzan rendimientos elevados, en torno al 85-90%. Al igual que sucede con instalaciones de cogeneración de mayor potencia, para lograr la rentabilidad económica es preciso que el usuario final tenga consumos de calor de varios miles de horas al año, es decir, que tenga una demanda térmica lo más constante posible de ACS, calefacción e incluso frío.

Para este tipo de instalaciones se utiliza la misma tecnología que en cogeneración a pequeña escala, motores de combustión, con el añadido de que en microcogeneración se trata de sistemas modulares compactos. Estos equipos ocupan un espacio reducido, están insonorizados y son de fácil instalación. Además, no es necesaria una inversión elevada y permiten ajustarse a posibles variaciones en la demanda, puesto que se pueden instalar varios módulos en paralelo para aumentar su potencia.

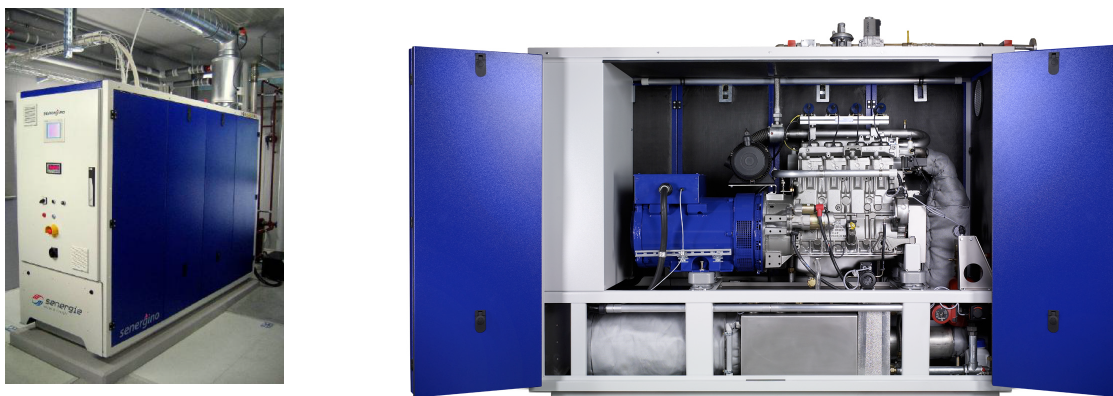


FIGURA 7. EQUIPO DE MICROCOGENERACIÓN DE 50 KW DE POTENCIA. ⁴

En España existe una tendencia al alza en los últimos años en cuanto a instalación de cogeneración de pequeña escala (Véase apartado 2.6.2 Cogeneración en España.) Esto es debido a que anteriormente la cogeneración estaba únicamente ligada a la industria, habiéndose expandido más en los últimos años hacia el sector servicios y residencial gracias a equipos de estas características.

⁴ Equipo ALTARE Senergie G 4.12 TI. Fuente: ALTARE ENERGÍA. [4]

2.6 COGENERACIÓN EN EL MUNDO, EUROPA Y ESPAÑA.

2.6.1 COGENERACIÓN EN EL MUNDO Y EN EUROPA.

Esta tecnología puede tener un papel importante en las estrategias energéticas nacionales e internacionales ya que contribuye de manera directa a tres pilares básicos de las nuevas políticas energéticas: competitividad en los mercados, seguridad de suministro y cambio climático.

Es difícil establecer estadísticas fiables sobre la producción de cogeneración para poder compararlas respecto a la producción total. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía⁵ actualmente solo el 10% de la electricidad generada en las trece mayores potencias del mundo (G13) se produce en régimen de cogeneración. Tan sólo un pequeño grupo de países se encuentra por encima del 30% de la electricidad total generada (puede verse en la Figura 7), todos países del continente europeo, liderados por Dinamarca.

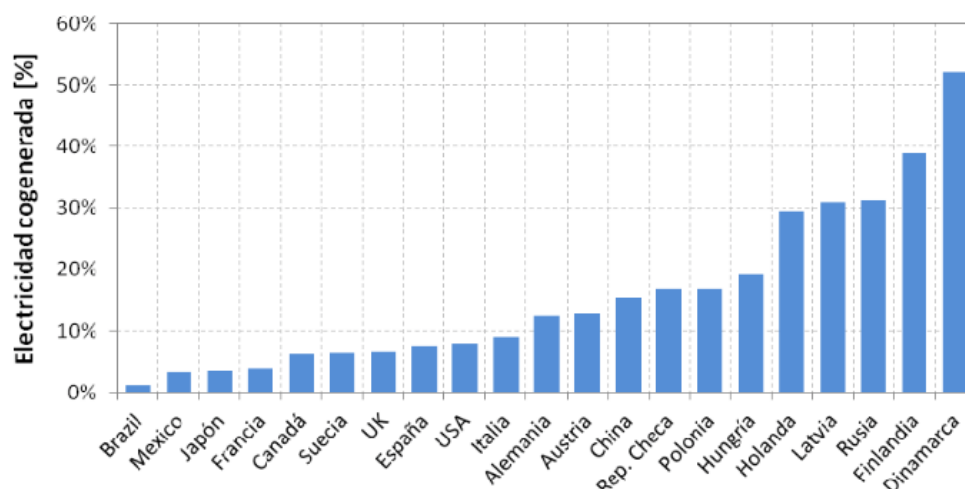
El grado de penetración de la cogeneración en los distintos países de la Unión Europea es muy heterogéneo, según datos de la Comisión Europea de la Energía⁶ Dinamarca contaba en el año 2005 con un 52% de la electricidad generada con cogeneración, en los últimos años se mantiene entre el 40 y el 50%. En España este dato se encuentra ligeramente por encima del 7%.

A la vanguardia de Europa en cuanto a potencia instalada se encuentra Alemania con 26,6 GW de tecnologías de cogeneración, es decir, actualmente un 13% de la electricidad generada se produce en conjunto con la producción de calor.

Otros países europeos a la cabeza en cuanto a potencia instalada en régimen de cogeneración son: Holanda con 9,2 GW instalados (33% de la generación total) y Polonia (17% de la energía total). Cabe destacar que otros países como Letonia y Lituania producen el 45 y 38% de la energía total mediante sistemas de cogeneración.

⁵ Fuente: Statistical Pocketbook 2013, European Commission Energy. [5]

⁶ Fuente: International Energy Agency, IEA. (2009). [6]

FIGURA 8. FRACCIÓN DE ELECTRICIDAD PRODUCIDA EN RÉGIMEN DE COGENERACIÓN. ⁷

2.6.2 COGENERACIÓN EN ESPAÑA.

La potencia instalada en cogeneración en el año 2013 en España era de 6.486,7 MW⁷. A principios de 2009 esta potencia era de 6.200 MW, procedentes de un total de 883 instalaciones⁸, con lo que en el último periodo no se han hecho grandes inversiones. Actualmente la mitad de la potencia instalada pertenece a cogeneración con motores de combustión, otro 40% se divide a partes iguales entre ciclos combinados y turbinas de gas y el resto corresponde a turbinas de vapor y otras tecnologías.

En lo referido a los combustibles, puede observarse en la Figura 8 el reparto según tipo de combustible siendo el más común el gas natural con un 80%, tanto en producción eléctrica como en producción de calor neto. Al margen de éste destaca la biomasa como fuente renovable.

En cuanto a cogeneración a pequeña escala, es decir, potencias menores de 1 MW, cerca de un tercio de ellas pertenece al sector terciario. Según tipo de combustible aproximadamente el 80% es gas natural y la tecnología con mayor número de unidades y

⁷ Fuente: Boletín de estadísticas energéticas de Cogeneración. Año 2013. [7]

⁸ Fuente: Guía de la Cogeneración. [2]

mayor potencia instalada es la cogeneración con motor de combustión interna, con apenas el 4 % para turbinas de gas, turbinas de vapor y otras.

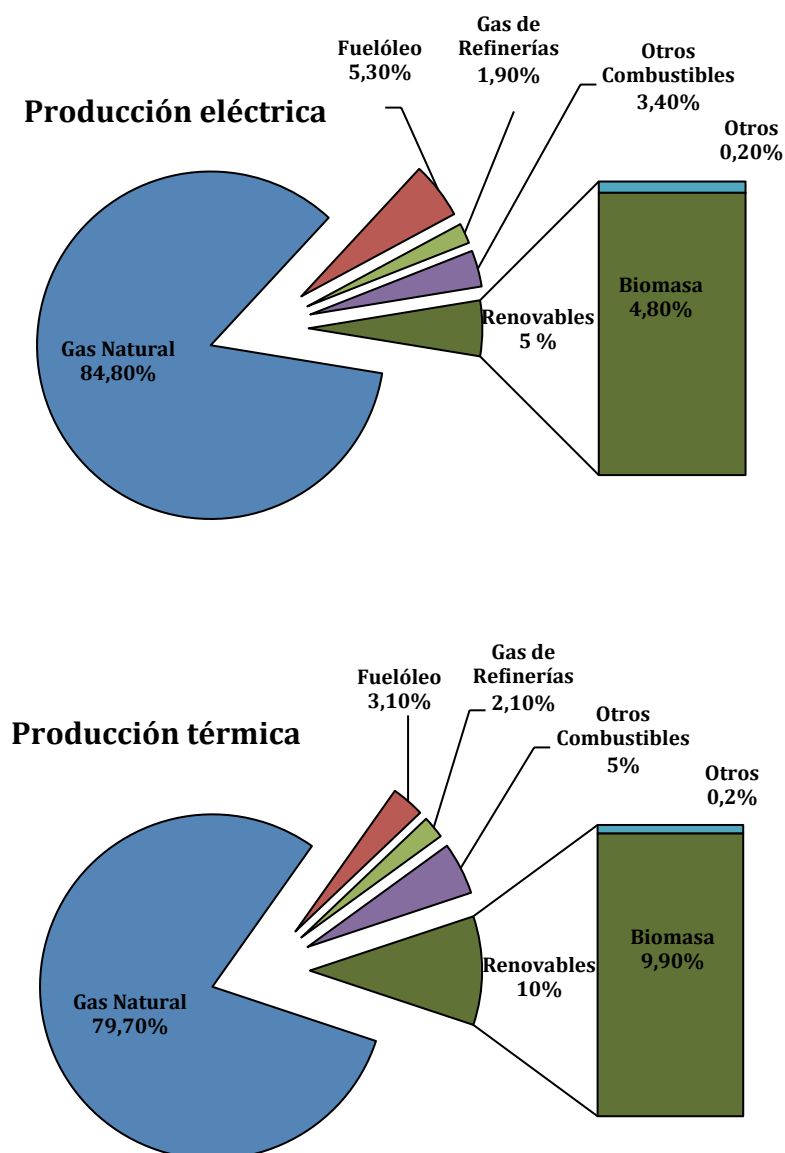
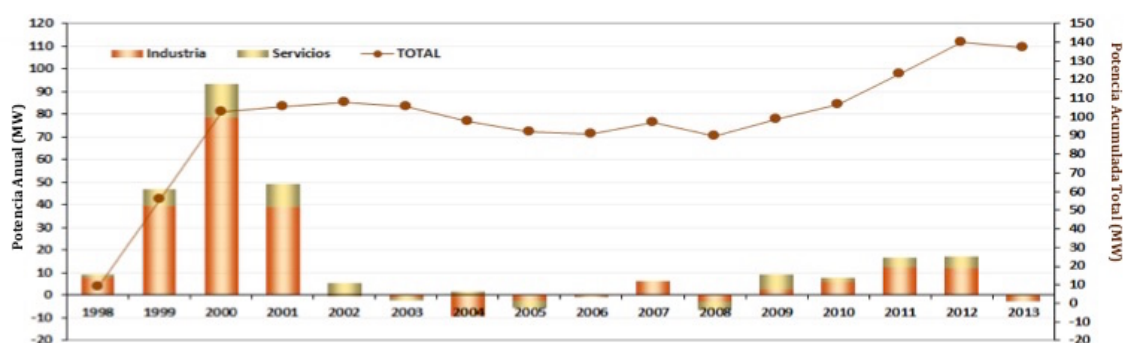


FIGURA 9. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN ESPAÑA SEGÚN TIPO DE COMBUSTIBLE. ⁹

⁹ Fuente: Boletín de estadísticas energéticas de Cogeneración. Año 2013. [7]

FIGURA 10. EVOLUCIÓN NACIONAL DE LA POTENCIA INSTALADA: TOTAL Y POR SECTORES.¹⁰

Hoy día la implementación en los sectores residencial y terciario aún es muy baja (ver Figura 10), los datos facilitados por el IDAE muestran que en el año 2013 tan sólo un 10% de la potencia instalada en España pertenecía al sector terciario.

Por último, cabe destacar una tendencia al alza en los últimos años en la cogeneración de instalaciones de pequeña escala. Como se muestra en la figura anterior, la evolución nacional de la potencia instalada para instalaciones menores de 1 MW, y se puede apreciar que en los últimos 5 años ha aumentado un 60%.

¹⁰ Fuente: MINETUR/IDAE. [8]

2.7 COGENERACIÓN CON BIOMASA.

Si a las ventajas mencionadas anteriormente respecto a la cogeneración como tecnología de alta eficiencia añadimos la utilización de biomasa como fuente de energía en lugar de combustibles fósiles, situamos esta tecnología a la vanguardia de la eficiencia energética.

Cabe recordar que la producción de energía con biomasa como combustible es considerada una forma de energía renovable, ya que aún produciendo CO₂ en la combustión, la cantidad liberada es menor que la que se ha retenido durante su formación.

Ésta se puede clasificar en tres grandes grupos:

- Biomasa natural: Es la que se produce en la naturaleza sin intervención humana. Si bien es cierto que ésta se da en la naturaleza, antes de ser utilizada ha de ser tratada, proceso que requiere energía. En este grupo se encuentran los residuos agrarios, de los que se obtienen combustibles líquidos, o los residuos procedentes de animales, de los que se obtiene biogás del tipo metano.
- Biomasa residual: Son los residuos orgánicos que provienen de actividades de las personas como los residuos sólidos urbanos (RSU) y las aguas residuales urbanas (ARU).
- Biomasa producida: Se trata de la producida en cultivos energéticos, es decir, cultivos donde se produce un tipo de especie con la única finalidad de su aprovechamiento energético.

Para utilizar la biomasa como combustible en cogeneración se pueden aplicar, en general, todos los ciclos que se usan con otros combustibles. Cabe reseñar que existen plantas híbridas en las que la biomasa no es la única fuente de energía primaria, sino que coexiste con otras tecnologías o combustibles.

Los aspectos más destacados de este tipo de plantas son: su elevado rendimiento eléctrico, sus bajos costes de operación y mantenimiento y las bajas emisiones de gases contaminantes. Por tanto, el uso de biomasa como combustible para plantas de cogeneración es una fuente de energía fiable, con altos rendimientos, considerada dentro del sector de las energías renovables y en auge tecnológico, sobretudo para pequeñas potencias que requieren calor y frío.

2.8 TRIGENERACIÓN.

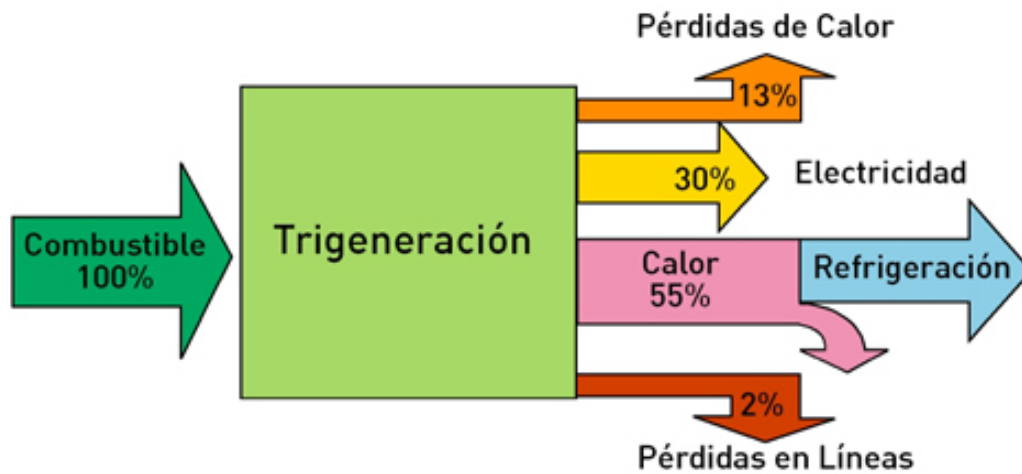
Como una evolución de la cogeneración aparece la trigeneración, que consiste en aprovechar parte del calor residual del proceso de cogeneración para producir frío, utilizando un circuito de refrigeración por ciclo de absorción. Esto supone fundamentalmente un gran ahorro económico, puesto que se consume la misma cantidad de energía (ya sea en forma de calor, frío o electricidad) a un menor coste.

Para este tipo de plantas varía el término CHP por CHCP, Combined Heating, Cool and Power. Por tanto, el concepto trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor y energía térmica en forma de frío.

La posibilidad de producir frío mediante absorción permite la construcción de plantas de cogeneración más grandes y por tanto más eficientes. Esto es debido a que la demanda de frío en los meses estivales unida a la de calor en los meses fríos de año hace que la demanda anual de la planta sea mucho más constante, facilitando su dimensionado y aumentando así el rendimiento global anual de la instalación.

En cuanto al dimensionado de la planta, éste no debe hacerse únicamente teniendo en cuenta la posible demanda de calefacción sino que ha de tenerse presente la demanda de agua fría que se estima necesaria, tanto para climatización durante el verano como para ambientes que requieren frío todo el año como quirófanos, almacenes refrigerados o CPD (Centros de Procesamiento de Datos).

La trigeneración además de producir un incremento en el rendimiento energético aumenta también las potenciales nuevas plantas de cogeneración, puesto que la posibilidad de generar frío además de ser solicitada en procesos industriales lo es también por el sector servicios (hospitales, centros comerciales, hoteles...) e incluso residencial, donde habitualmente se requiere frío para climatización.

FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO DE ENERGÍA MEDIANTE TRIGENERACIÓN. ¹¹

2.8.1 REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN.

El ciclo de absorción utilizado para la refrigeración se diferencia principalmente del ciclo de refrigeración convencional en que es necesario un aporte de calor y en la existencia de un elemento llamado absorbedor, con lo que no existe compresor.

El calor residual procedente de la generación de electricidad es necesario para activar el ciclo, con éste, una serie de elementos (intercambiadores de calor, bombas, generadores de vapor...) y un fluido refrigerante y otro absorbente se consigue enfriar el agua en un intercambiador que pasará a ser utilizada en otro proceso. Según el refrigerante y el absorbente utilizado esta tecnología ha derivado en dos grandes grupos:

- Ciclo de absorción con bromuro de litio y agua (LiBr – H₂O). Son los que utilizan agua como refrigerante y bromuro de litio (LiBr) como absorbente.
- Ciclo de absorción con amoníaco y agua. Los que utilizan amoníaco (NH₃) como refrigerante y agua como absorbente.

¹¹ Fuente: GAS NATURAL FENOSA [1]

Las máquinas de absorción tienen un rendimiento estable y un bajo coste de mantenimiento. En cuanto al rendimiento, es menor que el de refrigeradores convencionales por compresión, concretamente los convencionales tienen un COP (Coefficient Of Performance o Coeficiente de Operatividad) de entre 2 y 4, es decir, que por cada kW consumido se generan entre 2 y 4 kW.

Las máquinas de absorción de bromuro de litio de simple efecto tienen un COP de 0.65 y las de doble efecto en torno a 1.1. La diferencia entre simple y doble efecto se encuentra en que estas últimas tienen un segundo aporte de calor, con lo que trabajan a presiones mayores y tienen por consiguiente un mayor rendimiento. Esto no ocurre con las máquinas de amoníaco y agua, que trabajan a menor temperatura y tienen un COP de entre 0.45 y 0.55.

2.8.1.1 CICLO DE ABSORCIÓN CON BROMURO DE LITIO.

Este tipo es actualmente el más utilizado por lo que está más estandarizado, hay más variedad en el mercado y su precio es inferior a los de amoníaco y agua. En este caso el ciclo funciona con una disolución de bromuro de litio y agua, en la que el agua es utilizada como refrigerante y el elemento absorbente es el bromuro de litio, un elemento totalmente inocuo para el medio ambiente, muy similar a la sal común (NaCl) que al igual que la sal se disuelve fácilmente por el agua.

Para explicar el funcionamiento utilizaremos un ciclo de simple efecto, simplificado en la Figura 11. El proceso consta de cuatro elementos principales: generador, condensador, evaporador y absorbedor.

En el generador se calienta la disolución de LiBr – H₂O, con ello el agua entra en ebullición y el vapor formado se dirigirá hacia el condensador, separándolo de una disolución más concentrada, que se encaminará al absorbedor. Esta disolución es calentada por un circuito primario por el que circula agua caliente procedente de la refrigeración de los motores y por un circuito secundario por el que circulan los gases de escape.

En el condensador se enfría el vapor de agua, normalmente con agua procedente de una torre de refrigeración.

Este agua, ya en estado líquido es evaporada por diferencia de presión en el evaporador, adquiriendo el calor necesario del circuito de agua que se quiere refrigerar.

Por último, en el absorbedor, este vapor se mezcla con la disolución concentrada de LiBr procedente del generador, absorbiendo ésta el vapor y formando de nuevo una disolución con baja concentración que será bombeada de nuevo al generador, donde se repetirá de

nuevo el proceso. Para aumentar el rendimiento del ciclo en el absorbedor es necesario de nuevo un aporte de agua de refrigeración procedente de la torre de refrigeración.

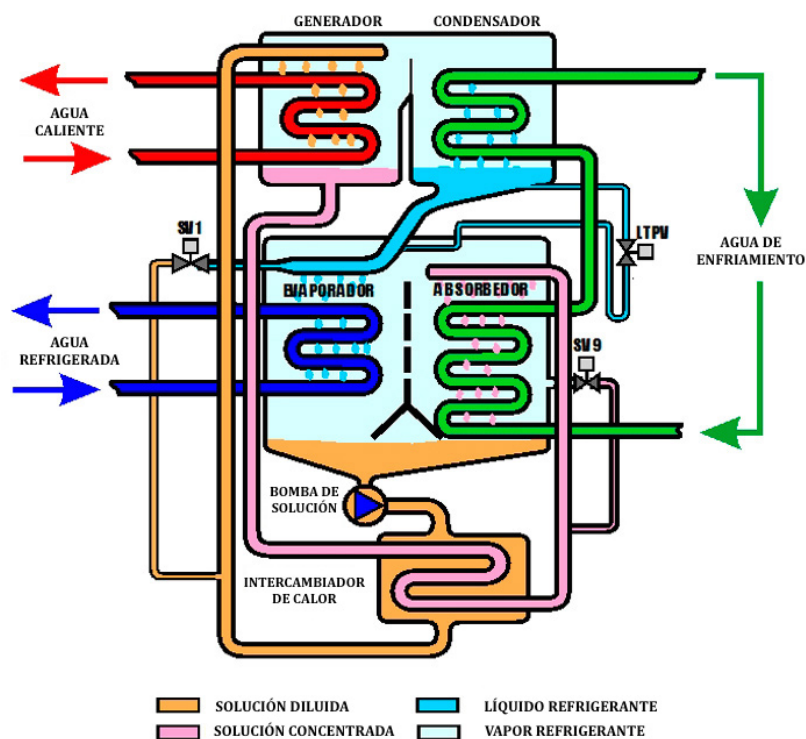


FIGURA 12. ESQUEMA DE CICLO DE ABSORCIÓN CON BROMURO DE LITIO Y AGUA. ¹²

¹² Fuente: ABSORSISTEM [9]

2.8.1.2 CICLO DE ABSORCIÓN CON AMONIACO.

Este ciclo funciona con amoniaco como refrigerante y agua como absorbente. El amoniaco ha sido utilizado tradicionalmente como refrigerante por sus propiedades termodinámicas, conocido como R-717, teniendo el inconveniente de su elevada toxicidad.

Como se menciona anteriormente el uso de este ciclo no está tan extendido como el de LiBr - H₂O por lo que su precio es más elevado y hay menos estandarización en el mercado. Por contra, tiene la ventaja de que la temperatura mínima del ambiente puede ser inferior a 5°C, por lo tanto no se congela, lo que ocurre con la disolución de bromuro de litio.

A grandes rasgos el funcionamiento es similar al ciclo de LiBr - H₂O, en el generador se calienta la disolución de agua y amoniaco hasta llevarla a ebullición separándola en dos concentraciones, una pobre y otra fuerte.

La concentración rica en amoniaco se dirige al condensador en forma de vapor donde se enfría hasta la condensación. Una vez en estado líquido a alta presión se evapora la disolución en el evaporador, es aquí donde se absorbe el calor del agua que se quiere refrigerar.

Por último el vapor de amoniaco se encuentra en el absorbedor con la disolución pobre separada anteriormente y ambas son bombeadas de nuevo al generador, comenzando de nuevo el ciclo.

3. MARCO NORMATIVO.

3.1 EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA.

La regulación de las energías renovables en España no empieza a desarrollarse hasta la década de 1980 con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y reducir la dependencia energética del exterior. Desde entonces y hasta los últimos años se han aplicado una serie de medidas encaminadas a favorecer el uso de nuevas fuentes renovables incentivando nuevas instalaciones. En cambio, en los últimos años debido a la crisis económica y al constante aumento del déficit de tarifa, se han tomado una serie de medidas que han frenado este crecimiento.

A continuación se hace un breve resumen de la evolución de la normativa nacional energética en los referido a la instalación y explotación de energías renovables y cogeneración en los últimos 25 años en España.

La regulación tiene comienzo en la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía, en la que se fomenta la minihidráulica y años más tarde se implanta el Plan Energético Nacional 1991-2000, que pretende incentivar la producción con energías renovables.

Con la Ley 40/1994 del Sistema Eléctrico Nacional y Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica en instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por fuentes renovables se consolida el concepto de régimen especial y su regulación. Este R.D. (Real Decreto) incluye en régimen especial instalaciones de residuos, plantas de cogeneración y centrales hidráulicas, todas con una potencia no superior a 100 MVA.

Para diferenciar la producción en régimen ordinario y régimen especial y sus respectivas retribuciones surge la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Establece que el régimen especial incluye la actividad de generación eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como fuente primaria energías renovables o residuos, y otras formas de cogeneración con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable. Y más tarde el Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, establecía que las primas del régimen especial deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años. Este fue derogado por el R.D. 436/2004.

Con el fin de fomentar el uso de fuentes renovables nace el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) de 1999, el cual fija objetivos de crecimiento para cada tecnología renovable con el fin de que en el año 2010 éstas cubran al menos el 12% del consumo de energía primaria en España. Fue sustituido en 2010 por el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.

En el año 2000 se trata de incentivar la participación de instalaciones del régimen especial en el mercado con el Real Decreto-Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, que posibilita los contratos de venta de energía con comercializadoras, y con el Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, el cual simplifica la conexión de sistemas fotovoltaicos en instalaciones de hasta 100 kVA.

Un año más tarde entra en vigor el Real Decreto 841/2002 por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción. Éste desarrolla el R.D. 6/2000 y establece la obligatoriedad de participación en el mercado para instalaciones de más de 50 MW, quedando así incluidas en el régimen ordinario. Además permite que opción de contratación, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida, entre comercializadores y generadores del régimen especial.

Con el fin con de consolidar el marco regulatorio y estabilizar el sistema nace el Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Éste deroga el R.D. 2818/1998 y establece el esquema legal y económico para estas instalaciones. A partir de entonces el titular de la instalación tiene dos sistemas de remuneración de la energía generada: vender la electricidad a empresas distribuidoras a tarifa reguladora o hacerlo libremente en el mercado, percibiendo un incentivo adicional por ello.

Tratando de mejorar los resultados obtenidos con el PFER (1999), éste es sustituido por el Plan de Energía Renovables (PER) de 2005-2010, manteniendo el compromiso de cubrir el 12% del consumo total de energía primaria con fuentes renovables para el año 2010, además de alcanzar el 29,4% de generación eléctrica con renovables.

En 2006 se aprueban el Real Decreto 314/2006 en el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), que establece la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas edificaciones y el Real Decreto-Ley 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que desvincula la variación de las primas del régimen especial de la tarifa media eléctrica o tarifa de referencia.

Un año después, el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Deroga el R.D. 436/2004 pero mantiene su esquema básico. Se mantiene la doble opción de retribución, pero elimina el incentivo a

participar en el mercado. También se aprueba la Ley 17/2007 sobre normas comunes para el mercado eléctrico, que modifica la Ley 54/1997, con ello el gobierno puede establecer una prima para instalaciones de energías renovables aunque éstas tengan una potencia mayor de 50MW.

Con el Real Decreto 1578/2008 se modifica el régimen económico que afecta a la solar fotovoltaica, distinguiendo las nuevas instalaciones en tipo I, instaladas en cubierta y tipo II, en suelo.

Con la misma finalidad que el R.D. anterior, reducir el impacto económico que tienen las energías renovables en el mercado eléctrico, nace el Real Decreto 6/2009 para tratar de establecer unos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de régimen especial con el fin de garantizar la sostenibilidad del sistema. Se crea un Registro de Preasignación que permite conocer qué proyectos cumplen las condiciones para poder obtener el régimen económico establecido por el R.D. 661/2007. Posteriormente, estas instalaciones deberán ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Incorporando los objetivos marcados por el parlamento europeo se aprueba el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2010-2020 que fomenta el uso de energía procedente de fuentes renovables. Aún así en 2011 se crea el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que sustituye tanto al PER 2005-2010 como al PANER 2010-2020. Éste propone que las energías renovables representen un 20,8% del consumo final bruto en España para el año 2020.

Podemos decir que tras este momento tiene lugar un punto de inflexión en lo referido a la instalación y explotación de energías renovables. Hasta este punto la mayor parte de la regulación establecida se destinaba a su desarrollo y fomento, en cambio, el aumento incesante del déficit de tarifa unido a la crisis económica hace que se aprueben una serie de medidas que tienen comienzo en el año 2012 con el fin de disminuir los costes que estas tecnologías le producen al sistema.

Real Decreto 1/2012 con el que se suspenden los incentivos económicos a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica mediante el uso de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, suspende de forma indefinida el procedimiento de inscripción en el Registro de Preasignación como así establecía el R.D. 6/2009.

Real Decreto-Ley 13/2012 y 20/2012 en los que se añaden directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones producidas entre costes e ingresos de los mercados eléctrico y gasista. Además, trata de garantizar la estabilidad presupuestaria y fomentar la competitividad del mercado.

Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Se crean nuevos impuestos para el sector eléctrico, como un impuesto a la producción de energía eléctrica o un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Esta ley también excluye de primas a instalaciones productoras de electricidad a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables.

Real Decreto-Ley 29/2012 por el que se corrige o suprime el régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el Registro de Preasignación.

Tras esta serie de medidas de carácter urgente adoptadas durante el año 2012 le siguen otras no menos importantes como el Real Decreto-Ley 2/2013 que sustituye la metodología utilizada hasta la fecha para las retribuciones, tarifas y primas de las actividades del sistema eléctrico. También se modifica el R.D. 661/2007 por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se suprimen las primas existentes y se elimina la posibilidad a aquellas instalaciones opten por vender su energía en el mercado a poder acogerse con posterioridad a la opción de retribución al régimen tarifario.

En febrero de 2013 se aprueba la Orden IET 221/2013 en la que se establecen los peajes de acceso, tarifas y primas para instalaciones de régimen especial y meses más tarde el Real Decreto-Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Con ello se establece un nuevo régimen jurídico y económico para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se abandona el modelo de incentivo establecido en la ley 54/1997, destacando la desaparición del régimen especial, por lo que todas las instalaciones pasan a regirse por la misma normativa y a asumir las obligaciones del mercado. Más tarde la Ley 24/2013 afianza los principios del decreto anterior y establece el régimen retributivo de las instalaciones, anteriores a esta ley, con derecho a prima.

Por último el Real Decreto-Ley 413/2014 desarrolla el R.D. 9/2013, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 con la que se establecerá su retribución.

3.2 MARCO NORMATIVO DE LA COGENERACIÓN.

Para la realización de este proyecto se ha tenido en cuenta la normativa vigente actual en España. Se incluye tanto la regulación de tecnologías de cogeneración en el sector eléctrico como desde el punto de vista de edificación, puesto que al tratarse de un edificio público han de cumplirse ciertos criterios de eficiencia energética además de otros requerimientos técnicos establecidos.

Desde el punto de vista de la regulación de la producción eléctrica éste se rige por la Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del sector eléctrico. Esta nueva ley deroga casi en su totalidad la aprobada en 1997, y está diseñada principalmente para terminar con el déficit tarifario, incluye un nuevo sistema de retribución y elimina la diferenciación entre régimen especial y ordinario.

En lo referido a la reglamentación de instalaciones en edificios públicos destaca la aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y del Código Técnico de la Edificación (CTE).

Este proyecto se ha apoyado en la Directiva 2012/27/UE del parlamento europeo y del consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

A continuación se citan las disposiciones en las que se apoya este proyecto:

- **Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del sector eléctrico.**
- **Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración.**
- **Plan de Acción, Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2011-2020.**
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.**
- **Directiva 2012/27/UE del parlamento europeo y del consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética .**
- **Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.** Publicada por el IDAE en 2008.

- **Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).**
- **Código Técnico de la Edificación (CTE).**
- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).**

4. DATOS PARA EL DIMENSIONADO DE LA PLANTA.

Este proyecto pretende estudiar la viabilidad de la instalación de una planta de cogeneración en un edificio de ámbito hospitalario, para ello se utilizarán datos reales de un hospital existente. En este caso se pretende estudiar si es viable sustituir el sistema convencional utilizado actualmente por un nuevo equipo de cogeneración y así garantizar un ahorro energético, siempre que sea viable económicamente.

Este tipo de proyecto puede llevarse a cabo en diferentes edificaciones en las que haya un consumo eléctrico y térmico, lo que engloba tanto el sector industrial como el sector servicios (hospitales, complejos deportivos o centros comerciales). En este caso se estudia la implantación en el ámbito hospitalario ya que esta tecnología es adecuada para procesos en los que se consuma, además de electricidad, calor o frío, lo que sucede en hospitales. Además, en este tipo de centros las demandas suelen ser más constantes, todo ello hace que se alcancen mayores rendimientos y permite un mejor aprovechamiento del combustible.

4.1 DATOS DEL HOSPITAL.

Para realizar un proyecto de dimensionado de una nueva instalación de cogeneración es necesario conocer cierta información relativa al centro como consumos eléctricos, demandas de calor o ACS. Puede tratarse de un proyecto para un edificio de nueva construcción con lo que, por desconocimiento, se deberán estimar ciertos datos, como consumos eléctricos anteriores o demandas térmicas. En el caso que nos ocupa, se pretende implantar un sistema de cogeneración en un centro ya existente, con lo que dicho hospital actualmente se abastece de energía eléctrica de la red y cuenta con un sistema convencional de generación de energía térmica.

Toda la información necesaria para la realización de este proyecto, así como información del hospital, histórico de demanda térmica y eléctrica, o instalaciones actuales ha sido obtenida de un caso real. Estos datos se exponen en los siguientes apartados.

4.1.1 INFORMACIÓN DEL HOSPITAL.

El hospital de este estudio se encuentra en España, situado en la zona centro de la península. El centro cuenta con unas 800 camas y una superficie construida de 200.000 m².

En cuanto al emplazamiento, en la zona predomina un clima mediterráneo-continental, con temperaturas moderadamente altas en verano y bajas en invierno, con lo que requiere altas demandas energéticas tanto para refrigeración como para calefacción.

4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO E INSTALACIONES.

En cuanto a las instalaciones de las que dispone actualmente el hospital destacan el centro de transformación que adecúa la tensión de la red a la tensión del usuario y los equipos de producción de agua caliente y vapor. A continuación se hace un breve resumen de las instalaciones con las que cuenta el centro:

El hospital cuenta con una subestación de acometida, la cual transforma la tensión de 45 kV a 13,2 kV mediante dos transformadores de 14.000 kVA (uno como reserva del otro). A la salida de estos se distribuye a cuatro centros de transformación mediante un circuito en anillo a 13,2 kV.

El hospital requiere el uso de vapor para diversos procesos internos dentro del centro, entre ellos humectadores, procesos de esterilización de material médico, para producción de ACS y como vapor de reserva. Para ello cuenta con 3 generadores de vapor instantáneo, trabajando a 10 bar de presión y con una producción de 300 kg/h cada uno.

Para satisfacer la demanda de agua caliente el hospital cuenta con una serie de calderas, en concreto: cuatro calderas de 5300 kW, dos de 2600 y otras dos de 3200 kW. Un total de 6 calderas que, a través de 5 bombas (una de ellas de reserva) envían el agua caliente al hospital. Agua que retorna de nuevo a las calderas mediante otras 6 bombas.

Adicionalmente, el centro cuenta con dos depósitos de 50.000 litros de capacidad cada uno para almacenar el gasóleo, el cual es bombeado a las calderas mediante un grupo de presión con un caudal de 3500 l/h.

4.2 DATOS PARA EL DIMENSIONADO.

La base para el dimensionado de una planta de cogeneración es la demanda de calor útil, que de no existir dicha planta, debería ser producida con combustible, normalmente gas natural. Pero además de conocer esta demanda de calor, es preciso saber la demanda eléctrica que satisface las necesidades energéticas del hospital, ya que de ello depende la elección de una u otra tecnología.

Para este estudio, y siguiendo con lo hasta ahora acontecido en el apartado 4, se utilizarán datos reales de un centro hospitalario existente. Dichos datos han sido aportados por la concesionaria del hospital y corresponden a un periodo de 3 años. Se trata de información fiable ya que la monitorización del centro es detallada desde el comienzo de su explotación y aporta datos horarios.

En los siguientes apartados se calculan tanto la demanda térmica como eléctrica del hospital.

4.2.1 DEMANDA TÉRMICA DEL HOSPITAL.

Partiendo de los datos de consumo térmico con los que cuenta actualmente la instalación se establecerá una demanda térmica media, ésta incluye los consumos de calefacción, agua caliente sanitaria, cocinas, producción de vapor, etc..

Tras la instalación del módulo de cogeneración los consumos térmicos utilizarán gas natural como combustible. Para saber las necesidades medias globales, se cuenta con el histórico potencia térmica demandada por el hospital (Figura 12). Analizando el gráfico puede observarse como la demanda de los tres últimos años es muy semejante y no sufre apenas variaciones. Por tanto, en el gráfico se estima que la demanda térmica global media anual de gas natural en el hospital será de unos 30 GWht.

Para calcular la demanda térmica que será cubierta con la cogeneración, hay que considerar una potencia térmica base equivalente al funcionamiento del centro un mínimo de 7000 horas, con lo que puede observarse en el gráfico que serán necesarios unos 2000 kWt de potencia térmica para que sea cubierta la base térmica del hospital.

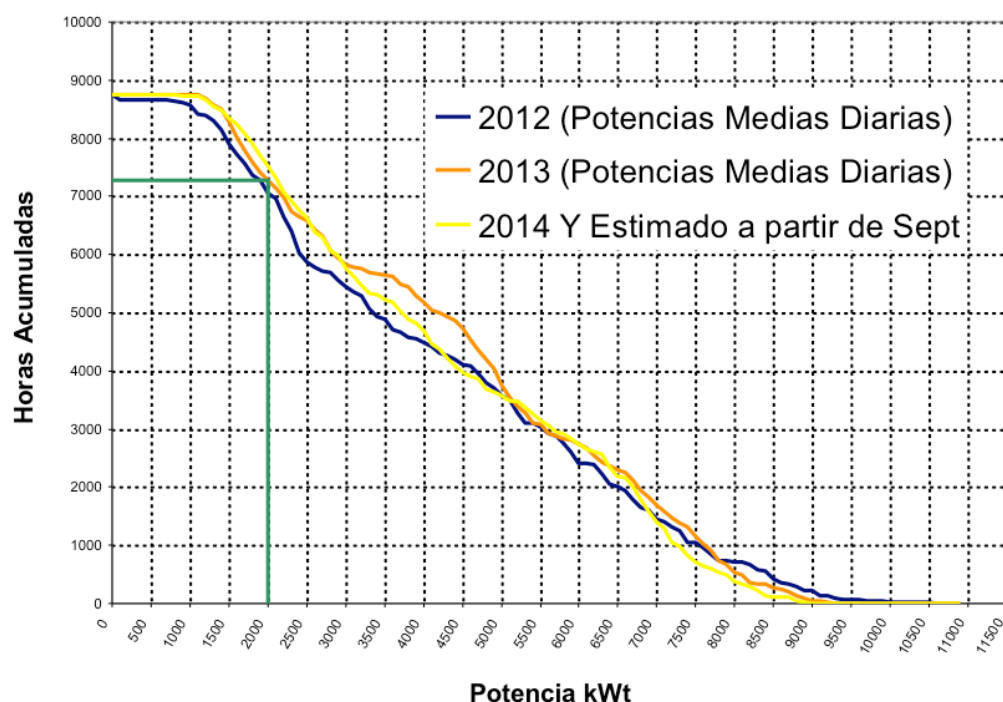


FIGURA 13. HISTÓRICO POTENCIA TÉRMICA DEMANDADA POR EL HOSPITAL

4.2.2 DEMANDA ELÉCTRICA DEL HOSPITAL .

Análogamente al apartado anterior, con los datos del histórico de potencia eléctrica demandada por el hospital (Figura 13) podemos calcular la potencia eléctrica basal del equipo de cogeneración.

En este caso hay un ligero desvío de la demanda en el primer año (2012) pero en los dos últimos (2013 y 2014) la demanda eléctrica permanece apenas sin variaciones. Puede concretarse, por tanto, que los consumos eléctricos medios del centro alcanzarían aproximadamente los 20 GWhe/año.

Para la calcular la potencia eléctrica del módulo de cogeneración a instalar podemos apreciar que en las curvas de demanda, para un total de 8760 horas acumuladas ésta sería cubierta con 2000 kW. Por tanto, esa tiene que ser la potencia eléctrica mínima de la cogeneración.

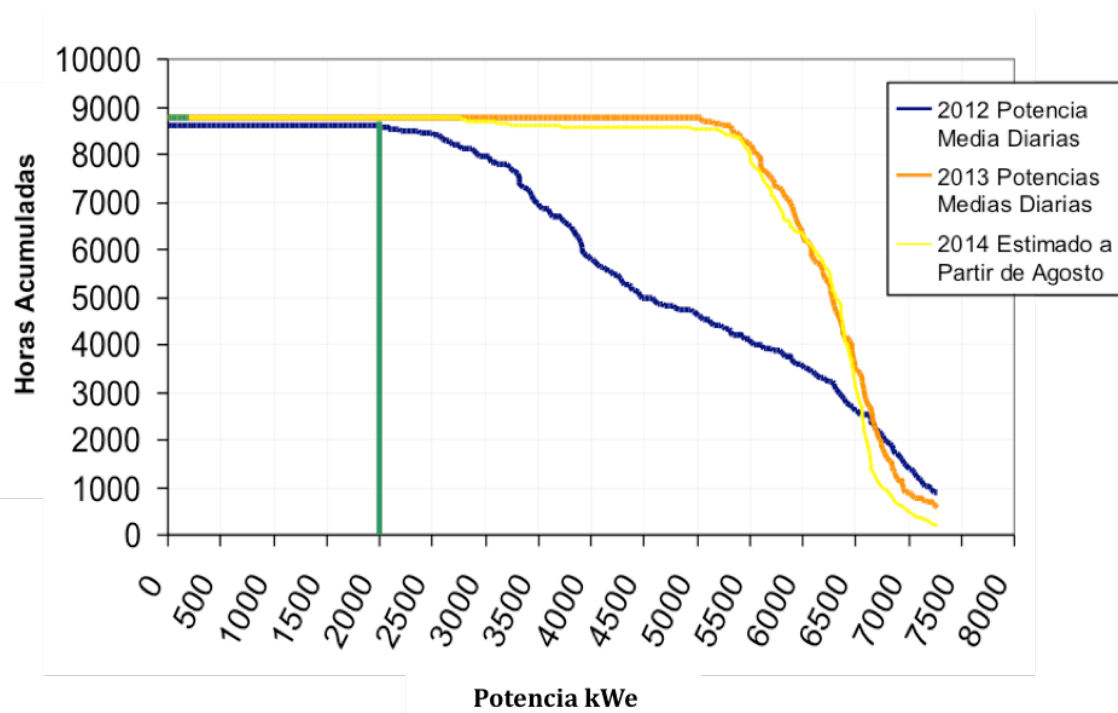


FIGURA 14. HISTÓRICO POTENCIA ELÉCTRICA DEMANDADA POR EL HOSPITAL

5. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y DIMENSIONADO COGENERACIÓN.

Los tres parámetros que definen un sistema de cogeneración son el combustible utilizado, la energía eléctrica generada y el calor producido. Pero para poder condensar esa información en estos tres datos es necesario haber realizado anteriormente un estudio y elegir la tecnología más adecuada para cada caso.

La tecnología de cogeneración en este hospital debe cubrir parte de la demanda térmica de la instalación a la vez que se produce energía eléctrica que o bien será autoconsumida en el propio centro o bien será vertida a la red eléctrica.

Además de las características anteriores, de carácter técnico, a la hora de dimensionar una planta de cogeneración se deben tener en cuenta otros factores que influyen en la decisión final. Si bien es cierto que, habitualmente el factor con mayor peso es el factor técnico, son varios los elementos que se tienen en cuenta:

- Características técnicas de la instalación.
- Cuantía de la inversión.
- Restricciones ambientales de la zona.
- Precios del combustible.
- Precio de la energía en el mercado.

Atendiendo a las consideraciones técnicas, y puesto que el análisis económico está expuesto en el apartado sexto, para este estudio deberá seleccionarse o bien una turbina de gas o bien un motor de combustión, ya que actualmente son las tecnologías más implantadas en el sector.

5.1 SELECCIÓN DEL COMBUSTIBLE.

En una planta de cogeneración el equipo principal es el que transforma la energía mecánica en eléctrica, y a su vez, produce energía térmica. Normalmente, estas plantas suelen estar constituidas por un elemento principal, ya sean motores alternativos o turbinas de gas o de vapor.

El combustible que consume la instalación es utilizado esencialmente por estos equipos principales, pero además de ellos, las plantas de cogeneración suelen disponer de equipos

auxiliares que también hacen uso de él, no para producir energía eléctrica sino para generar energía térmica que sirva de apoyo al calor entregado por los sistemas principales de cogeneración.

Los combustibles utilizados pueden ser: gas natural, GNL (gas natural licuado), gasóleo, biogás, hidrógeno. Los motores, además, pueden utilizar fuel-oil. Habitualmente, este combustible es suministrado a la planta por empresas comercializadoras.

Para el caso de estudio que nos ocupa, se ha optado por **gas natural** como combustible de la instalación. Entre sus ventajas se encuentran el menor coste, buenas características de quemado y menor contaminación. Esto contribuye a disminuir los costes de operación y mantenimiento. Razones expuestas por las cuales este combustible es el más empleado por plantas de cogeneración en la actualidad (más información en el apartado 2.6.2 COGENERACIÓN EN ESPAÑA).

En caso de que la instalación cuente con acometida de gas la decisión suele ser optar por gas natural como combustible, pero en caso de que no se disponga de acceso a gas natural, la alternativa más utilizada es la instalación de motores diesel que empleen fuel-oil. Se trata de una opción con un precio competitivo y gran rendimiento térmico (similar al gas natural), en contra, una mayor contaminación y un mantenimiento más frecuente y costoso.

5.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN.

Las características técnicas que se consideran a la hora de elegir la tecnología oportuna para nuestra planta son las prestaciones de la máquina y sus rendimientos, los mantenimientos necesarios y combustible empleado. Para ello ha de tenerse en cuenta las necesidades demandadas por el cliente para así seleccionar la tecnología que cumpla los requisitos con la mayor eficiencia posible.

Como punto de partida los dos parámetros principales que afectan a la elección de la tecnología son la potencia eléctrica que es capaz de suministrar el sistema de cogeneración, y así satisfacer la demanda eléctrica del cliente, y el tipo de demanda térmica que va a necesitar, es decir: agua caliente a determinada temperatura, vapor a alta o baja presión, etc.

Con todo ello se ha de lograr el mayor rendimiento global posible para la planta, lo que es sinónimo de una planta eficiente desde el punto de vista técnico y rentable desde el punto de vista económico.

A continuación, se hace una breve enumeración de las principales características de las tecnologías que se barajan a la hora de seleccionar el elemento principal de la cogeneración:

Motor Alternativo:

- Alta eficiencia eléctrica pero no térmica.
- Adecuada para bajas potencias (hasta 15MW).
- Producción de vapor a baja presión (10 bar).
- Posibilidad de extraer el calor del aceite térmico o del circuito de refrigeración del motor.
- Adecuadas para refrigeración por absorción.

Turbina de Gas:

- Rendimiento eléctrico inferior a motores alternativos.
- Fácil recuperación de calor en gases de escape (500°C).
- Ideal para importante producción de vapor a alta presión.
- Fiables y rentables en industria.
- Economía completamente ligada al diseño del proceso específico.

Turbina de Vapor:

- Utilizada como complemento para ciclos combinados o para instalaciones con combustibles residuales como biomasa.
- Producción de vapor para procesos a diferentes niveles de presión.

Ciclo Combinado:

- Producción de vapor a alta o baja presión.
- Fácil obtención de agua sobrecalentada a la salida de la turbina de vapor.
- Proceso de vapor esencial para lograr la eficiencia de la planta.

5.2.1 COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS.

Una vez determinado que, dado que el hospital cuenta acometida de gas, el combustible de la instalación sea **gas natural**, el próximo paso es determinar la potencia del equipo principal. Puesto que en el apartado de dimensionado se ha establecido que la demanda térmica a cubrir se estima en **2 MWt**, es una potencia adecuada para cogeneración con motor alternativo.

Otros aspectos de estos motores motivan la elección de esta tecnología como fuente primaria de la cogeneración:

La cogeneración con motor alternativo permite la producción de **vapor de baja entalpía**, que en caso de que requerirse, es el tipo de demanda con la que cuenta el hospital. Por tanto, de no tener procesos de vapor de alta entalpía, que es un punto fuerte de las turbinas, decanta la decisión hacia un motor alternativo.

Estos motores pueden trabajar a **cargas parciales**, lo que no sucede con las turbinas, que han de trabajar al máximo de carga el mayor tiempo posible. Además, es posible hacer arranques y paradas del sistema sin un alto sobre coste.

Este tipo de tecnología está muy **estandarizada** y el mercado ofrece diversas soluciones para adaptarse a las necesidades de cada caso. Para este estudio en concreto, existe la posibilidad de una solución modular que se ofrece en un **contenedor insonorizado, fácil de instalar** y que proporciona electricidad y agua caliente en un espacio reducido.

Permite la **instalación futura de otro módulo**, o bien como reserva o bien para ampliar la potencia.

La cogeneración con motor alternativo es la más utilizada para pequeñas potencias, con lo que es una tecnología comúnmente conocida, esto unido a su estandarización hace que no se precise de personal tan especializado.

Al tratarse de un formato de módulo de cogeneración tiene **menores costes de instalación** que una turbina.

A su vez, ha de tenerse en cuenta como requisito eléctrico, según establece el R.D. 661/2007 (y mantenido en la propuesta de la nueva regulación) el motor elegido debe cumplir que el REE sea superior al REE mínimo establecido. Es decir, para motores térmicos a gas natural debe ser del 55%.

Por tanto, para el hospital de estudio, al tener consumos térmicos poco elevados y a baja presión, y una relación calor-electricidad pequeña, se opta por elegir como tecnología principal de la cogeneración un **motor alternativo, con gas natural como combustible**.

5.2.2 MOTOR CATERPILLAR G3520E.

Actualmente existen en el mercado multitud de opciones, en cuanto a fabricantes y equipos de cogeneración se refiere, que encajen en las necesidades de dimensionado del hospital, lo que permite elegir entre equipos con similares características a la hora de realizar el estudio.

Para el hospital del proyecto que nos ocupa, se toma como base para el estudio un **motor CATERPILLAR G3520E** (Figura 14).

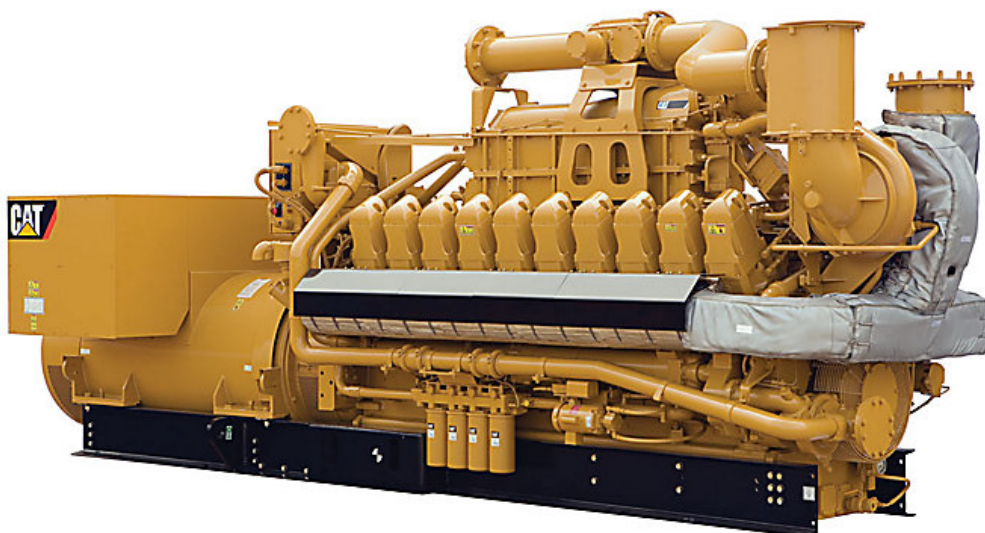


FIGURA 15. MOTOR CATERPILLAR G3520E.

Se trata de un módulo de cogeneración totalmente montado y listo para funcionar, el cual proporciona energía eléctrica y agua caliente en un espacio reducido. Este sistema es fácil de instalar, ya que se proporciona en un contenedor insonorizado, hecho que además permite su instalación en un entorno como el hospitalario, que requiere de un nivel de ruido reducido.

Por tanto, la elección de un módulo de cogeneración es una solución que ofrece las siguientes ventajas:

- No requiere la realización de obra civil costosa. Únicamente adecuar un suelo con suficiente resistencia y planitud. Se prevé por tanto la instalación de una solera con las dimensiones adecuadas capaz de soportar el peso del módulo compacto.
- Dimensiones reducidas, al tratarse de un módulo compacto.
- Menor coste de inversión en comparación a instalaciones en sala.
- Plazo de entrega reducido, debido al diseño modular y la variedad de fabricantes.
- Permite, con la instalación de otro módulo en paralelo, ajustarse a un aumento de demanda.

Las características básicas del módulo seleccionado se muestran en la siguiente tabla:

| Prestaciones módulo motor CATERPILLAR G3520E | |
|--|--------------------------|
| Potencia eléctrica | 2022 kWe |
| Calor recuperable agua de camisas | 1181 kW +/- 10% |
| Calor recuperable gases de escape (hasta 120 °C) | 1123 kW +/- 10% |
| Caudal de gases de escape | 8549 Nm ³ /h |
| Temperatura salida agua máxima (T _s) | 94 °C |
| Temperatura entrada recuperador | 85 °C |
| Temperatura salida recuperador | 90 °C |
| Nivel sonoro | 82 dBA a 1 m, s/ISO 8528 |

FIGURA 16. TABLA PRESTACIONES DEL MÓDULO CATERPILLAR G3520E.

Puede observarse en la tabla anterior cómo el módulo seleccionado cumple los requisitos fundamentales tanto de potencia térmica como eléctrica establecidos en el *Apartado 4 Datos para el dimensionado*. La potencia eléctrica del módulo (2022 kWe) es superior a la potencia eléctrica base obtenida en los datos facilitados por el hospital, en cuanto a la potencia térmica base:

$$\text{Demanda térmica base} = 2.000 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} &\text{Calor recuperable en agua de camisas} + \text{Calor recuperable en gases de escape} \\ &= 1181 \text{ kW} + 1123 \text{ kW} = 2304 \text{ kW} \end{aligned}$$

5.3 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES.

Una vez dimensionada la instalación y seleccionada la tecnología de cogeneración, en este caso, motor alternativo, hay que incorporar el motor al sistema. Para ello se requieren una serie de modificaciones del medio existente y la instalación de nuevos equipos. Dichas actuaciones son tanto de naturaleza mecánica como eléctrica, y así se clasifican en los siguientes apartados.

El módulo de cogeneración seleccionado está formado por el conjunto montado y compacto de los siguientes elementos:

- Grupo electrógeno Caterpillar a gas natural modelo G3520E. Potencia 2000kW, a 1500 rpm, 50 Hz, 400 V.
- Circuito de recuperación de calor de agua de camisas mediante intercambiador de calor de placas, incluyendo bomba para movimiento de agua.
- Instalación de escape compuesta por silencioso de escape y distribuidor que regula el paso de gases a caldera o proceso.
- Aerorrefrigerador doble para evacuación de calor de agua de camisas en caso de que no se recupere y del circuito de baja temperatura.
- Cuadro de control y acoplamiento con red, incluyendo interruptor automático motorizado.
- Rampa de corte para suministro de gas a motor.
- Equipo de medida de energía térmica en agua.
- Instalación de suministro de aceite a motor, incluyendo depósito de 300 litros y bomba de trasiego.
- Contenedor insonorizado que alberga grupo, cuadro, bombas, ventiladores intercambiador, rampa de gas y equipos de medida en su interior y aerorrefrigerador, depósito de aceite, silencioso de escape, recuperador de gases de escape y distribuidor de gases de escape sobre el techo, proporcionando un nivel de ruido global de 60 dBA a 1m (incluido el apantallamiento externo a implementar).

5.3.1 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES MECÁNICAS.

Como se menciona anteriormente se trata de un módulo de cogeneración compacto, pero para su inclusión en el sistema general de hospital a estudio son necesarias una serie de modificaciones de carácter mecánico sobre el sistema actual: modificaciones en la red de gas existente y modificaciones en la conexión a la salida del motor.

5.3.1.1 MODIFICACIONES EN LA RED DE GAS DEL HOSPITAL.

En este apartado se resumen las acciones consideradas para dotar al sistema de cogeneración de una red que surta de combustible al motor, en este caso mediante la red de gas del hospital. Dichas actuaciones pueden concretarse en tres: dotación de suministro de gas al motor, distribución de gas en el interior y equipo de medida.

- **Rampa de Alimentación.**

La cual se encarga de aportar el caudal de gas necesario para alimentar el grupo electrógeno.

Rampa de corte, compuesta de:

- 1 válvula de corte de accionamiento manual.
 - 1 filtro con indicación de presión diferencial.
 - 2 válvulas monobloque de corte de cierre rápido y apertura lenta.
- Accionamiento eléctrico y control electrónico de verificación de cierre de válvulas anteriores.

- **Distribución Interior.**

Líneas de distribución interior para conducir el gas en el tramo de Rampa de Corte a Motor

Fabricada en tubería de acero sin soldadura según DIN-2440 y DN-65.

En todos los tramos se aplica una mano de pintura antioxidante y una mano de pintura epoxi en color amarillo.

- **Equipo de Medida de Combustible.**

Para completar las modificaciones en la red de gas del hospital se instalará un equipo de medida de combustible, el cual se compone de:

- 1 contador volumétrico de tipo turbina, clase de precisión 1, rango de medida 20%Qn a 100%Qn, provisto de totalizador mecánico y encoder de lectura óptoelectrica.
- 1 corrector electrónico de medida del tipo PTZ, clase de precisión 0.5, alimentación eléctrica mediante pila interna, 3 entradas y 4 salidas digitales programables, interfaz de comunicaciones RS485, memoria interna con capacidad de almacenamiento de 1500 registros. Se incluye sonda de temperatura PT500 y sonda de presión.

5.3.1.2 CONEXIONES A LA SALIDA DEL MOTOR.

Adicionalmente a las actuaciones sobre la red de distribución de gas del centro, como actuación mecánica es preciso llevar a cabo la conexión de la salida hidráulica del motor al colector de calor del circuito de calefacción del hospital, que es donde se inyectará la energía térmica generada. A continuación se resumen las actuaciones consideradas a llevar a cabo.

5.3.1.2.1 SILENCIOSO DE ESCAPE.

Es necesaria la instalación de un silenciador en el escape cuyas funciones son: amortiguar el sonido que se produce a la salida de los gases del grupo cogenerador y dirigir éstos al recuperador, donde se extrae parte del calor producido en el grupo motor, produciéndose un salto térmico de 5 °C. Para ello el sistema cuenta con un silencioso de escape de 40 dBA de atenuación, con el interior fabricado en acero carbono.

- **Instalación de escape.**

Conductos de gases de escape fabricados en chapa de acero, designación EN-10025 S275. Curvada y electrosoldada.

Espesor 4 mm.

Aislamiento térmico en manta de lana de roca con soporte metálico de acero galvanizado. Densidad 125 kg/m³. Espesor 120 mm. Chapado exterior de aluminio. Todos los trazados serán de diámetro DN-500.

- **Distribuidor de gases de escape.**

Distribuidor de gases de escape, de tres vías y DN-500, para regulación de carga de recuperador, accionamiento eléctrico 400 Vac 3F+N, regulación continua mediante señal analógica 4-20 mA, grado de cierre 99,5%.

- **Recuperador de gases de escape.**

Recuperador de gases de escape tipo de carcasa y tubos construido según directiva PED 97/23/EC. Este tipo de recuperador, generalmente está compuesto por tubos cilíndricos montados dentro de una carcasa también cilíndrica. Un fluido circula por el interior de los tubos y el otro por el exterior, por lo que el calor se intercambia sin que los medios se mezclen, por lo que se pueden usar para prácticamente cualquier intercambio entre dos fluidos.

Lado tubos construido en acero 316 Ti y lado carcasa en acero.

Calor intercambiado 1123 kW.

Temperatura de entrada 85 °C.

Salto térmico 5 °C.

5.3.1.2.2 AERORREFRIGERADOR.

Se instalará un aerorrefrigerador de doble temperatura para el circuito de refrigeración primaria de baja temperatura de motores y para el circuito de refrigeración primaria de alta temperatura, haces de intercambio fabricado en tubos de cobre con aletas de aluminio.

Paso de aleta 2.1 mm.

Ventiladores de tipo axial.

Temperatura ambiente de cálculo 40 °C.

Potencia térmica disipada a condiciones nominales: 171 kW +16% en el circuito de baja temperatura y 1052 kW +10% en el de alta temperatura.

5.3.1.2.3 SISTEMA DE RELLENO DE ACEITE.

El depósito nodriza se ubicará sobre el techo del contenedor e impulsará el aceite al motor a través de canalización de interconexión mediante una bomba de trasiego.

Capacidad del depósito de 300 l.

Bomba de trasiego de aceite de tipo engranajes, sistema manifold de válvulas para realizar las operaciones de: relleno, vaciado y llenado de cárter de grupo, y llenado de depósito nodriza.

Las canalizaciones de interconexión entre el motor y el depósito nodriza se realizarán en tubería de cobre 20/22.

5.3.1.2.4 INTERCAMBIADOR DE CALOR.

Intercambiador de calor de tipo de placas. Este tipo de intercambiador está formado por placas corrugadas apiladas unas contra otras formando un paquete de placas que se sitúa dentro del bastidor. Cuenta con juntas que se organizan de modo que los fluidos se encuentren en los canales alternos creados por las placas.

Bastidor de acero al carbono.

Placas de acero inoxidable AISI-316 y 0.5 mm de espesor.

Juntas EPDM (Ethylene Propylene Diene Methylene).

Potencia térmica de intercambio: 1052 kW +/- 10% para recuperación de calor de circuito de refrigeración de alta temperatura de motor.

Temperatura de entrada 63 °C.

Salto térmico 7°C.

5.3.1.2.5 CIRCUITO DE REFRIGERACIÓN.

Es necesaria la instalación de tuberías y valvulería correspondiente al circuito de refrigeración del módulo cogenerador. Este está compuesto de:

- **Válvula de tres vías para agua.**
Válvula de tres vías para regulación de caudales en circuito de refrigeración de agua de camisas de motor.
- **Tuberías de agua circuitos primarios.**
Tuberías, válvulas e instrumentación para circuitos primarios de refrigeración de grupos.

El de alta temperatura, ejecutado en tubería DIN2448 DN150.

El de baja temperatura, ejecutado en tubería DN100.

Ambos provistos de válvula de corte de tipo mariposa y de regulación de tipo asiento, válvulas de tres vías de accionamiento eléctrico y mando mediante señal analógica 4-20 mA, válvulas de retención, válvulas de alivio de presión excesiva, depósitos de expansión del tipo herméticos, purgadores de aire automáticos y manuales, puntos de vaciado y llenado de agua de los circuitos, conexiones a máquinas mediante manguitos flexibles, termómetros, manómetros, sondas de temperatura, y aislamiento térmico en base a coquilla de fibra de vidrio y chapado exterior de aluminio.

5.3.1.2.6 DISTRIBUCIÓN DE AGUA CALIENTE.

Para conducir el agua caliente producida por el sistema es necesaria la instalación de tuberías, válvulas, e instrumentación correspondiente. Los elementos son los siguientes:

Ejecutado en tubería DIN2448 DN150.

Válvula de corte de tipo mariposa, válvula de regulación de tipo asiento, válvulas de retención, válvulas de alivio presión excesiva.

Depósitos de expansión del tipo herméticos.

Purgadores de aire automáticos y manual.

Puntos de vaciado y llenado de agua de los circuitos,

Conexiones a máquinas mediante manguitos flexibles.

Aislamiento térmico en base a coquilla de fibra de vidrio y chapado exterior de aluminio.

Termómetros, manómetros, sondas de temperatura.

5.3.1.2.7 GRUPOS DE BOMBEO.

- **Grupos de bombeo primarios.**

Se instalarán 2 grupos de bombeo para circuitos primarios de refrigeración de grupo, uno para el circuito de alta temperatura y otro para el circuito de baja temperatura. Sus características son las siguientes:

Grupo circuito de alta temperatura: 140 m³/h, 300 kPa, 1500 rpm, y 18.5 kW.

Grupo circuito de baja temperatura: 35 m³/h, 200 kPa, 1500 rpm, y 4 kW.

Ambos de tipo bancada, ejecución según DIN 24255 (EN-733), centrífugos, accionamiento mediante motores eléctricos.

3F, 400/690 Vac, 50 Hz.

Grado de protección IP55.

Temperatura máxima de trabajo 120 °C.

Presión máxima de trabajo 10 bar.

- **Grupo de bombeo secundario.**

El grupo de bombeo secundario se encargará del circuito de agua caliente industrial. El dimensionamiento de esta bomba depende de la instalación del cliente y para este caso sus características son:

Bomba del tipo bancada, ejecución según DIN 24255 (EN-733), accionamiento mediante motor eléctrico.

3F, 400/690 Vac, 50Hz.

Grado de protección IP55.

Temperatura máxima de trabajo 120 °C.

Presión máxima de trabajo 10 bar.

5.3.1.2.8 OTROS SISTEMAS.

- **Equipos de medida de energía térmica.**

Contador de agua caliente del tipo turbina con par de sondas de temperaturas y calculador electrónico.

- **Sistema de ventilación.**

Ventilador axial, accionamiento mediante motor eléctrico.

3F 400/690 Vac, 50Hz.

Grado de protección IP55.

5.3.2 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

El Hospital dispone de una Subestación de acometida que recibe la tensión a 45 kV y la transforma a 13,2 kV mediante dos transformadores de 14.000 kVA (uno en reserva del otro) y desde ella, se distribuye a cuatro Centros de Transformación mediante un circuito en anillo a 13,2kV.

La cogeneración operará en régimen de autoconsumo, es decir, la energía generada con el grupo electrógeno será gestionada y consumida por el centro, ya que la potencia eléctrica basal del Hospital es superior a 2.000 kW. La energía generada por la cogeneración se conectará a la red de 13,2 kV de los Centros de Transformación existentes del Hospital.

Las características técnicas del suministro eléctrico del Grupo Motor-Generador son:

| | |
|--|-----------|
| Tensión de suministro | 400 V |
| Potencia eléctrica del módulo cogenerador | 2.022 kW |
| Potencia generador síncrono en continuo | 2.500 kVA |
| Factor de potencia para la potencia nominal del generador | 0,8 |
| Frecuencia de la corriente alterna senoidal | 50 Hz |

FIGURA 17. TABLA CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL MOTOR-GENERADOR.

Para la interconexión del módulo de cogeneración con la red de A.T. de 13,2 kV del hospital, se ha previsto un edificio de hormigón modular junto al contenedor del grupo cogenerador, donde se alojará la aparamenta a utilizar. Esta estará formada por celdas prefabricadas en envolvente metálica que utilizan el SF6 como elemento aislante, todas ellas para la tensión nominal de 24kV.

En el edificio prefabricado se dispondrá de una celda con puerta exclusiva para el transformador de potencia del tipo aislamiento en seco, encapsulado en resina epoxi provisto de ventilación forzada para sus devanados mediante turboventiladores accionados por sondas PT-100 y control de temperaturas con accionamientos para alarmas y disparo.

Para la alimentación de los servicios auxiliares del edificio prefabricado se ha previsto un

transformador trifásico reductor de 50kVA, relación 13,2/0,42kV, tensión secundaria en vacío de 420V, regulación $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$ y grupo de conexión Dyn11.

La cogeneración no se considera un suministro complementario de reserva, pues este servicio está cubierto por los grupos electrógenos con los que cuenta el hospital actualmente. En el caso de ausencia de suministro normal, la cogeneración deberá desacoplarse ya que no está dimensionada para proporcionar la potencia total demandada por el suministro complementario.

5.3.2.1 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN.

Las características del Centro de Transformación (CT) son las siguientes:

| | |
|--|---------------------------|
| Tensión primaria | 13,2 kV $\pm 5 \pm 7,5\%$ |
| Tensión secundaria | 3×242/420 V |
| Potencia a plena carga disponible | 2.500 kVA |
| Frecuencia nominal | 50 Hz |
| Tensión asignada de la aparamenta | 24 kV |
| Poder de corte en cortocircuito | 16 kA |

FIGURA 18. TABLA CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

La ventilación forzada del transformador del tipo encapsulado en resina epoxi, controlada por la temperatura de los devanados del mismo, permitirá que el transformador trabaje a menor temperatura y con ello aumentar su vida útil.

El empleo de transformadores tipo encapsulado en resina epoxi, tiene las siguientes ventajas con respecto a los de aceite:

- Mejor comportamiento frente al fuego, pues tienen menos carga de fuego y mayor resistencia al mismo.
- No necesitan depósito ni canalizaciones de drenaje para líquidos.
- No es de obligado cumplimiento la extinción automática de incendios en el local que alberga al centro de transformación.

En el Centro de Transformación se establecerán los siguientes enclavamientos:

- Entre seccionador e interruptor de corte correspondientes a la misma celda.
- Entre interruptor de protección del transformador en A.T. y la apertura de la puerta que da acceso a la celda que alberga a dicho transformador.
- Entre interruptores de protección en A.T. y en B.T.

El enlace entre el CT de cogeneración y el CT de la Subestación del hospital, estará constituido por tres cables unipolares de campo radial y aislamiento en seco 12/20 kV con sección de 95 mm² en aluminio, canalizado en tubo enterrado hasta su conexión con el edificio y sobre bandeja en la galería del Hospital.

El armario de contadores estará situado fuera de la celda de medida, en el propio prefabricado de hormigón.

El número de puestas a tierra independientes serán: una de protección de Alta Tensión y una para el Neutro del transformador de potencia.

Los electrodos de puesta a tierra a instalar se corresponderán con alguna de las configuraciones UNESA, realizándose el enlace entre el electrodo y el puente de comprobación mediante cable en cobre aislamiento 0,6/1 kV de 120 mm² de sección.

En cuanto a los elementos de servicio, donde se incluyen banqueta aislante, pértiga de comprobación, manivelas, guantes aislantes, equipo de primeros auxilios, etc. a 24 kV, todos ellos estarán a la vista, fijados y ordenados para su revisión o utilización si viene al caso. Además, se instalará enmarcado y colgado en pared un esquema de la instalación donde quedarán reflejados los enclavamientos y maniobras permitidas entre celdas y apartamenta; en él también se incluirá una placa explicativa de primeros auxilios en caso de accidente.

El prefabricado de hormigón dispondrá de un mallazo de 30x30 cm formado por redondo de 4 mm de diámetro como mínimo. Este mallazo quedará enlazado con la red de protección en A.T. al menos en dos puntos.

5.3.2.2 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.

5.3.2.2.1 CUADROS ELÉCTRICOS.

- **Cuadro de potencia del módulo cogenerador.**

Este cuadro tiene las funciones de maniobra, protección y seccionamiento de las líneas de llegada del grupo cogenerador y la salida al prefabricado del Centro de Transformación. Su ubicación se encuentra el interior del contenedor del módulo de cogeneración.

Se ha previsto un interruptor automático de bastidor abierto, extraíble, motorizado, con una corriente nominal de 4.000 A, un poder de corte mínimo de 65 kA y relés electrónicos 4P+4R, siendo el neutro igual a la mitad de la fase.

- **Cuadro de control del módulo cogenerador.**

El cuadro de control dispondrá de un autómata programable, con módulo de alimentación, tarjeta de ampliación de memoria, tarjeta de red Ethernet con protocolo TCP/IP para la comunicación con el sistema de control de motor, módulos de enlace RS485, módulo de entradas-salidas digitales y módulos de entrada-salidas analógicas.

Dispondrá de un terminal de diálogo LCD con pantalla táctil, enlace con red Ethernet y de un relé con las siguientes funciones de protección:

- ANSI 3x50/51 (máxima intensidad de fases).
- ANSI 50N/51N (máxima intensidad de defecto a tierra).
- ANSI 32 (máxima potencia activa direccional).
- ANSI 46 (máxima intensidad secuencia inversa).
- ANSI 3x59 (máxima tensión de fases).
- ANSI 47 (máxima tensión de secuencia inversa).
- ANSI 81 (máxima y mínima frecuencia).

En este cuadro eléctrico se dispondrá de un sincronizador para operación en paralelo con la Red y cargador del sistema de baterías, conjunto de arranque y protección de resistencia eléctrica de caldeo de camisas y alternador.

- **Cuadro de servicios auxiliares del módulo cogenerador.**

En el interior del contenedor del Grupo Cogenerador se dispondrá de un cuadro de

servicios auxiliares.

▪ **Cuadro de protección del transformador elevador**

Su función es la protección y seccionamiento de las líneas eléctricas del transformador elevador. Se ha previsto un interruptor automático de bastidor abierto, extraíble de 4.000 A y un poder de corte mínimo de 65 kA, relés electrónicos 4P+4R, siendo el neutro igual al de la mitad de la fase.

▪ **Cuadro de servicios auxiliares del centro de transformación**

El cuadro será de montaje superficial, formado por envoltorio de material plástico, disponiendo de puerta abisagrada para acceder al accionamiento de la aparatada, e irá provisto de cerradura con llave. La fila superior la ocupará el interruptor general y los distribuidores, reservándose la fila inferior para las bornas de salida, incluidas las del cableado de alarmas, control y mando de la G.T.C., habiéndose previsto a tal efecto contactos auxiliares en los DDR para el control de la alarma de disparo.

El contenido del cuadro se ajustará a lo indicado en el plano del esquema. El cuadro con todos sus interruptores cerrados, estará probado y certificado para una tensión asignada a impulso de 3 kV.

El cuadro se suministrará cableado y con salidas provistas de bornas que servirán de conexión a los circuitos y a la intervención de la G.T.C. Estas bornas irán en una fila registrable independiente de los interruptores.

Los interruptores de máxima corriente destinados a la protección del alumbrado y tomas de fuerza, se han proyectado curva C. Estos interruptores disponen de un poder de corte igual o superior a 6/10 kA, siendo del tipo modular con relés fijos de 10 A para alumbrado y de 16 A para tomas varias de fuerza (16 A+T), tal y como se refleja en el plano de fuerza.

Todos los Dispositivos de Disparo por corriente Diferencial Residual (DDR) proyectados con 30 mA, son superinmunizados. La conexión entre cada DDR y el interruptor automático estará diseñada para una intensidad de 40 A o superior, y en el caso de realizarse con cable, la sección del mismo tendrá que ser de 16 mm² como mínimo.

Para el enlace entre las salidas de los interruptores de 10 A y 16 A con las bornas, se instalará un conductor de 4 mm² de sección como mínimo.

Desde el Cuadro de Servicios Auxiliares del CT también se realizará la protección y accionamiento de la ventilación forzada de la sala y de la ventilación forzada de los devanados.

5.3.2.2.2 LÍNEAS ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN.

Estas líneas son las que enlazan las bornas del alternador con el cuadro de potencia del módulo generador, y los que unen este último con el transformador elevador, previo enlace con el cuadro de protección del transformador de potencia.

Su realización se ha previsto en cable de cobre con aislamiento en polietileno reticulado, autoextinguible, bajo en la emisión de humos y cero halógenos, correspondiendo con la designación RZ1-0,6/1kV.

Estas líneas se formarán con cables unipolares agrupados en ternas con Neutro compensador, en una atarjea registrable.

5.3.2.2.3 DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS.

Comprende la realización y alimentación, a partir de las bornas de salida del cuadro de servicios auxiliares del CT, de puntos de luz y tomas de corriente para usos varios.

En la determinación del material incluido en la medición del punto de luz, se ha tenido en cuenta a partir de la caja de derivación, tanto el circuito de salida al punto de luz como el correspondiente a los interruptores que lo accionan cuando sea este el caso.

Se han proyectado circuitos independientes con protección contra contactos indirectos para: la instalación de alumbrado (30 mA) y la instalación de tomas de corriente usos varios (30 mA). Todo ello con el fin de aislar los disparos ocasionales de las protecciones que, por causas ajenas a una u otra instalación, dieran lugar a la falta de suministro.

La realización de los circuitos será vista y mediante tubo aislante rígido para curvar en caliente. Se utilizará en todos los casos abrazadera metálica adecuada al diámetro del tubo.

Los conductores previstos para esta instalación son de cobre aislamiento V-750, autoextinguible, bajo en la emisión de humos y cero halógenos, designación ES07Z1-U y ES07Z1-R. Los cables serán de hilo rígido, y en caso de utilizarse cablecillo ES07Z1-K, sus conexiones se realizarán en todos los casos con terminales de presión. La forma de instalación corresponderá con la identificada como tipo B en la tabla 1, columna 5 de la ITC-BT-19 del vigente REBT.

El tamaño de las cajas de registro será adecuado al número y diámetro de los tubos a alojar, debiendo utilizar cajas estancas en canalizaciones vistas.

Los mecanismos a instalar serán como mínimo de 10 A en interruptores y de 16 A para tomas de corriente.

Las tomas eléctricas no previstas con mecanismo, se dejarán en una caja de registro provista de bornas de conexión.

Los colores de los conductores corresponderán con el código establecido en el REBT (ITC-BT-19 apartado 2.2.4), utilizando en toda la instalación el Negro para la fase “L1”, Marrón para la “L2” y Gris para la “L3”. Cuando por el tipo de conductor a utilizar (cables manguera) no se pueda guardar rigurosamente este código y norma, las puntas de los cables deberán ser señalizadas con el color aquí establecido. Asimismo todos los componentes visibles de la instalación tales como interruptores, pulsadores, bases de toma de corriente, luminarias, etc., estarán señalizadas con un número coincidente con el del circuito que lo alimenta desde el cuadro. Esta señalización será clara e indeleble en su rotulación.

El cuadro de protección, además de los sistemas de protección contra sobreintensidades y cortocircuitos definidos anteriormente, disponen de

Interruptores de Máxima Corriente asociados a Dispositivos de corriente Diferencial Residual (DDR) para la protección contra contactos indirectos por fuga de corriente a tierra. La sensibilidad es de 30 mA para alumbrado y fuerza usos varios.

5.3.2.2.4 ALUMBRADO EN EL INTERIOR DEL PREFABRICADO (NORMAL Y DE EMERGENCIA).

Lo constituyen el Alumbrado Normal y el Alumbrado de Emergencia.

a) Alumbrado Normal:

La iluminación en general se prevé mediante luminarias de montaje superficial del tipo estanco con difusor prismático, que utilizan lámparas fluorescentes lineales T-5.

Desde el punto de vista de la Eficiencia Energética, todas las luminarias irán equipadas, al menos, con balastos electrónicos de bajas pérdidas, clase A2 según clasificación de CELMA, y cumplirán con los siguientes requisitos:

- Norma UNE-EN-60598 y la ITC-BT-44.
- Reglamento 347/2010 de la Comisión Europea en cuanto a requisitos de diseño ecológico para lámparas fluorescentes sin balastos integrados, lámparas de descarga de alta intensidad, así como para balastos y luminarias que puedan funcionar con dichas lámparas.
- Quedará asegurada la iluminación adecuada para la Seguridad, cumpliendo el Código Técnico de la Edificación en su apartado DB SU-4.

b) Alumbrado de Emergencia:

Lo constituyen el Alumbrado de Seguridad en sus acepciones de Evacuación y Ambiente.

Para el Alumbrado de Seguridad se ha utilizado en todos los casos aparatos autónomos de emergencia de una hora de autonomía, con funcionamiento automático por fallo en el suministro normal y corte breve (igual o inferior a 0,5 segundos), que reciben tensión y suministro para la carga de sus propios acumuladores mediante los circuitos del alumbrado normal protegidos por los mismos interruptores de “Máxima Corriente” destinados a los propios locales donde ellos están ubicados. Mediante esta forma de instalación, también entrarán en funcionamiento dichos aparatos de emergencia, en estos locales, cuando se produzca el corte de dichos interruptores de “Máxima Corriente” destinados al local.

Las iluminancias previstas cumplen con las exigibles por el R.E.B.T. en su ITC-BT-28 apartados 3.1.1 y 3.1.2 y con el Artículo 12 del CTE, punto 12.4, siendo como mínimo de 3 lux (5 lux en equipos de incendio y cuadros eléctricos) para el Alumbrado en vías de Evacuación, y de 0,5 lux para el Alumbrado Ambiente.

5.3.2.2.5 REDES DE PUESTA A TIERRA.

Se han proyectado las siguientes redes de puesta a tierra independientes:

1. Red de puesta a tierra de Protección en Media Tensión.
2. Redes de puesta a tierra de neutros de Transformadores (Servicio).
3. Red de puesta a tierra de Protección en Baja Tensión.

La primera pondrá a tierra todos los elementos metálicos de la instalación de Media Tensión que normalmente no están sometidos a ella. Incluso se conectará a esta red la malla equipotencial prevista en el suelo del local destinado a Centro de Transformación.

La segunda pondrá a tierra independiente el neutro del transformador.

La tercera pondrá a tierra todas las partes metálicas de la instalación de Baja Tensión que normalmente no están sometidas a ella; para lo cual se ha previsto una red de conductores en color amarillo-verde que uniéndolos entre sí las pone a tierra mediante un electrodo formado por picas de acero cobrizado.

Los puentes de comprobación a situar centralizados, se realizará con cable aislado tensión de aislamiento 0,6/1 kV.

Los puentes de comprobación irán alojados en cajas aisladas individuales tensión de aislamiento igual o superior a 5 kV.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO.

6.1 MARCO ECONÓMICO ACTUAL.

En los últimos años han sido aplicadas en el sector eléctrico una serie de medidas por parte del gobierno que han perjudicado al desarrollo tanto de nuevas instalaciones de cogeneración como a la explotación de las ya existentes. Estas medidas ya han sido mencionadas en el apartado tercero "Marco Normativo de la Cogeneración", pero aquí se destaca brevemente la reglamentación de más reciente aplicación que, en mayor medida, ha afectado desde el punto de vista económico y de la rentabilidad a las plantas cogeneradoras.

En el año 2012 (R.D. 1/2012) se suspendió de forma indefinida el registro de preasignación de retribución y se eliminaron los incentivos económicos para nuevas instalaciones de cogeneración.

Más tarde, la Ley 15/2012 del 27 de diciembre, de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad, crea un nuevo impuesto del 7% de los beneficios a todos los productores de energía. Éste afecta de manera importante a las empresas cogeneradoras, ya que funcionan como generadoras y consumidoras de electricidad de forma simultánea, con lo que no pueden trasladar este impuesto al usuario final, lo que sí hacen parcialmente las empresas generadoras tradicionales con sus clientes. Además, deben hacerse cargo del céntimo verde, una tasa que se debe abonar con esta nueva ley por cada giga Julio de gas natural consumido.

Siguiendo con esta serie de medidas en 2013 se aprueba el Real Decreto Ley 2/2013 de 1 de febrero, que elimina la opción de mercado más prima y obliga a los productores del régimen especial a vender la energía a tarifa regulada o a precio de mercado para el resto de la vida de la instalación. Además de cambiar la base de actualización de las tarifas reguladas que pasa a ser el IPC subyacente (a impuestos constantes sin alimentos ni productos energéticos).

En el mismo año se aprueba también el Real decreto Ley 9/2013 Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ha derogado la normativa actual que permitía la venta de energía primada a la red, dejando el marco económico en carácter transitorio en tanto no se apruebe un nuevo modelo de retribución que afectaría tanto a las nuevas instalaciones como a las ya existentes.

Por último, con el aprobado recientemente R.D.L. 413/2014 que desarrolla el R.D. 9/2013, se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Según datos de ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración) se pretendía reducir la retribución hasta situarla en 1.550 millones, pero tras la entrada en vigor del nuevo R.D.L. la retribución ha caído hasta 1.100 millones. Lo que ha supuesto a la cogeneración una reducción de ingresos de unos 1.100 millones de euros al año, con lo que se ha propiciado el cierre de un centenar de plantas y su producción ha caído un 20 por ciento en este período.

Tras esta serie de medidas adoptadas puede parecer que la cogeneración no tiene un futuro prometedor, no obstante, una instalación bien diseñada, con el **objetivo principal de un mayor aprovechamiento posible de calor útil**, tanto para demandas de calor como para refrigeración, puede ser muy beneficioso para tratar de disminuir los elevados costes energéticos.

Además de este ahorro energético y por tanto económico, se está a la espera de una nueva propuesta que establezca un nuevo marco normativo que fomente la cogeneración y que regule las instalaciones para autoconsumo eléctrico.

6.2 ESTUDIO ECONÓMICO.

Tras estudiar las distintas posibilidades técnicas que mejor se adaptan a cada caso se debe realizar un estudio económico el cual determine la viabilidad o no del proyecto de cogeneración. Este estudio resulta determinante puesto que se trata de un proyecto con una inversión inicial elevada y además de obtenerse un resultado positivo, ha de conocerse el periodo de retorno de la inversión.

Para abordar este estudio hay que comparar los costes energéticos de la situación sin cogeneración, frente a los costes con cogeneración, es decir, esto engloba costes de inversión y costes de operación y mantenimiento de la planta de cogeneración, además de los posibles incentivos que establezca la regulación.

La rentabilidad de una instalación de cogeneración depende hoy en día de dos factores:

- **El aprovechamiento térmico de la instalación.**

Sólo es posible obtener rentabilidad si hay un aprovechamiento térmico adecuado, es decir, si la instalación industrial a la que está asociada es capaz de utilizar de forma

rentable toda la energía térmica que produce la planta de cogeneración.

- **Los costes de electricidad y/o incentivo adicional.**

Para realizar este cálculo hay que analizar los actuales costes eléctricos, hacer una proyección de los incrementos futuros, y analizar la posibilidad de recibir un incentivo adicional.

En el caso que nos ocupa se da por hecho que el aprovechamiento térmico de la instalación será máximo, pues la instalación ha sido diseñada para un edificio existente y con sus respectivos datos reales de consumo térmico. En cuanto a la opción de percibir un incentivo adicional, no será posible determinarlo puesto que se encuentra pendiente aún de aprobar la normativa que los regule.

6.2.1 ESTUDIO ECONÓMICO SIN COGENERACIÓN.

La facturación económica del edificio si llevar a cabo la instalación del módulo de cogeneración se compone de: un consumo eléctrico para abastecer todos los servicios (climatización, alumbrado y fuerza), y de un consumo térmico para la producción de vapor, agua caliente y frío para climatización.

- **Factura Eléctrica SIN cogeneración.**

Con los consumos estimados y el precio medio de electricidad de este suministro se fija el coste de la suma total de los servicios. Se adjunta hoja de cálculo al final de este epígrafe con los datos considerados para el estudio.

- **Factura Térmica SIN Cogeneración**

Con los consumos totales medios de gas suministrados actualmente al centro y con el coste medio anual del gas natural obtenido de la información facilitada por el hospital se obtiene la facturación que se efectúa por consumo de dicho combustible.

6.2.2 ESTUDIO ECONÓMICO CON COGENERACIÓN.

En este apartado del estudio se determina la viabilidad de la instalación, para ello se calculan los costes previstos de electricidad y gas natural una vez fuera realizada la instalación de la cogeneración en el hospital para ser comparados con el caso anterior.

En primer lugar se ha de considerar cual es el coste de la inversión. Se muestran las partidas en la siguiente tabla:

| CAPÍTULO | COSTE (€) |
|--|--------------------|
| 1. OBRA CIVIL | 85.000 |
| 2. APANTALLAMIENTO EXTERIOR DEL GRUPO CARENADO | 105.000 |
| 3.- ACTUACIONES MECÁNICAS | 360.000 |
| 4.- ACTUACIONES ELÉCTRICAS | 250.000 |
| 5.- SUMNISTRO DEL GRUPO COGENERADOR | 1.050.000 |
| | |
| TOTAL | 1.850.000 € |

FIGURA 19. COSTE POR PARTIDAS DE LA INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Se observa que la inversión inicial total asciende a 1.850.000 €, de los cuales el coste del grupo cogenerador supone algo más de la mitad del total. Las partidas de menor cuantía las suponen la obra civil y el apantallamiento exterior del grupo, la primera consiste en la fabricación e instalación de la bancada sobre la que descansará el grupo cogenerador y la segunda en una pantalla acústica y el cerramiento exterior del mismo.

Las actuaciones necesarias para llevar a cabo el acoplamiento del módulo al sistema existente suponen 510.000 €, aproximadamente el 30% del total de la inversión. Las actuaciones mecánicas incluyen la red de conexión de tuberías, valvulería, sistema de bombeo y sistema de control. En cuanto a las actuaciones eléctricas se refieren al transformador y las líneas de interconexión con el anillo existente.

En lo referido a posibles alicientes económicos a la cogeneración por parte de la administración, ya se ha comentado anteriormente que aún está pendiente la aprobación de **los nuevos incentivos a la instalación de cogeneración**, por lo que de momento, no será posible evaluar los ingresos obtenidos por esta vía.

Asimismo, en la opción de Autoconsumo, si se aprueba la propuesta actual, la cogeneración estaría exenta del peaje de respaldo hasta el año 2019, lo que supondría mayor ahorro que no se puede tener en cuenta en este estudio.

Dentro del Autoconsumo se encuentran aquellas instalaciones en las que la energía que se genera es consumida por el usuario, esta definición abarca tanto instalaciones aisladas que no están conectadas a la red eléctrica y almacenan la energía en baterías, como instalaciones conectadas a red, que es el caso que nos ocupa.

En caso de instalaciones conectadas a red una opción interesante es la de instalaciones con Balance Neto, esto consiste en controlar el flujo eléctrico entre la instalación y la compañía mediante un contador bidireccional. Cuando hay excedente de producción de energía ésta se vierte a la red y cuando la demanda es mayor que la energía generada se compra a la compañía. Con estos datos se realiza un balance anual entre la energía vendida y la energía consumida.

Lamentablemente la normativa actual no contempla el Balance Neto como modo de explotación, opción que sería adecuada para instalaciones de cogeneración en las que se podría compensar los meses de menor producción térmica del motor (en verano baja la demanda de calefacción con lo que las necesidades térmicas son menores) con los meses en los que funciona a pleno rendimiento.

Actualmente las instalaciones de cogeneración actúan con la opción denominada todo-todo (vender toda la producción, comprar a la compañía eléctrica toda la demanda eléctrica, teniendo en cuenta los precios de venta al mercado de producción de la electricidad generada, más en su caso los incentivos que se establezcan), o con régimen de Autoconsumo, en el que consumen la energía generada sin interaccionar con la red.

El resto del estudio económico analiza la factura térmica, es decir, el consumo del motor de cogeneración y el consumo de gas natural en la caldera auxiliar cuando la demanda térmica no sea satisfecha por la cogeneración.

Este estudio servirá como una primera aproximación a la viabilidad de la cogeneración, en tanto se desarrolla el marco normativo definitivo, se muestra a continuación un cálculo sobre el potencial ahorro que la cogeneración (sin incentivo de ningún tipo) puede aportar al hospital con todas las consideraciones y datos estimados.

6.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

6.3.1 INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN.

Existen diferentes fórmulas para analizar la rentabilidad de una inversión y que nos ofrecen una visión global desde el punto de vista económico, lo que nos ayudará a determinar si invertir o no en un proyecto. Entre los indicadores financieros más utilizados habitualmente se encuentran el VAN, el TIR, y el Pay-Back o Plazo de Recuperación. Los tres se describen a continuación:

- **Pay-Back o Plazo de Recuperación.**

El Pay-Back es el tiempo que se tarda en recuperar el capital inicial de una inversión. Para calcularlo se van sumando los flujos de caja hasta alcanzar la cifra del desembolso inicial, con lo que a partir de ese momento la inversión comienza a dar beneficios.

- **VAN (Valor Actual Neto).**

Por Valor Actual Neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable. Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VAN más alto. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

- **TIR (Tasa Interna de Retorno).**

La tasa interna de retorno de una inversión es la tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo de una determinada inversión sea igual a cero. Es decir, que el VAN se haga cero.

Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto.

6.3.2 DATOS DE PARTIDA PARA EL ANÁLISIS.

Se ha considerado un **precio de gas natural de 0,041 €/kWh**. Y en cuanto al incremento del IPC aplicado ha sido del 2,5% anual, para el precio del gas natural del 4% anual y por último, para el precio de la electricidad del 2% anual.

Otras dos variables de las que depende la rentabilidad del estudio son el precio de la contratación de la energía eléctrica y el coste anual del mantenimiento de los equipos.

6.3.2.1 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para una primera aproximación al precio de contratación de la energía eléctrica se toman los valores publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el documento “Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad” con fecha 8 de mayo de 2014.

Según este documento para el caso que nos ocupa, la tarifa de acceso es la correspondiente a la tarifa 6.2, aplicable a los suministros conectados a tensiones entre 36 y 72,5 kV, con seis periodos tarifarios y potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450 kW. En definitiva, el precio de la energía ronda los 0,09 €/kWh.

No obstante, según las facturas abonadas por el hospital a la compañía eléctrica el precio real al que se compra la energía es de 0,0869 €/kWh. Pero ante la incertidumbre en la tarifa futura (tras la incorporación de la cogeneración), como consecuencia de la disminución del consumo eléctrico anual, se propone un rango de precios que oscilan entre 0,060 y 0,10 €/kWh, habiéndose utilizado para el estudio finalmente un **precio de 0,097 €/kWh**.

6.3.2.2 COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO.

Ha de tenerse en cuenta que el motor de cogeneración requiere de unas labores de mantenimiento cuyo coste repercute en la rentabilidad de la inversión, a continuación se enumeran algunas de ellas:

- Cambio de aceite de lubricación.
Se hacen análisis periódicos para comprobar que el aceite mantiene las características adecuadas. Normalmente no es necesario cambiarlo, sino que, para mantener sus características, es suficiente con rellenar lo que va perdiendo.
- Sustitución de cartuchos de filtro de aire de entrada.
- Reparación de partes calientes.
Se realiza cada 20.000-25.000 horas de operación.
- Overhaul.
Normalmente se realiza cada 40.000-50.000 horas de operación.
Consiste en la sustitución de todos los posibles elementos de desgaste y con todas las verificaciones necesarias realizadas (cambio sistemático de bujías, cambio de aceite y filtros, sustitución de elementos sensores, revisión completa de todas las bombas de lubricación, culatas, sistema de refrigeración, intercooler, camisas, pistones, bielas, cojinetes, cigüeñal, volante de inercia, actualización del software, etc.)

El coste de estas labores de mantenimiento supone entre 0,003 €/kWhgenerado y 0,013 €/kWhgenerado. Por tanto, para este estudio se ha supuesto un **coste de mantenimiento anual de 180.000 €**.

6.3.3 RESULTADOS OBTENIDOS.

Con el fin de estudiar la viabilidad económica de la cogeneración en el hospital se han obtenido los indicadores de rentabilidad de inversiones más utilizados, los cuales son el PayBack, el TIR y el VAN (detallados en el apartado anterior).

Al final de este epígrafe se incluye una hoja de cálculo con las operaciones realizadas para el estudio económico. En ella se muestran los datos de la inversión desde el año 0 al año 10.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

| RESULTADOS OBTENIDOS | |
|-------------------------------|-------------|
| PAYBACK PROYECTO [Años] | 4,20 años |
| TIR PROYECTO A 10 AÑOS | 16,75% |
| VAN PROYECTO A 10 AÑOS AL 12% | 3.739.431 € |

FIGURA 20. TABLA DE RESULTADOS VIABILIDAD ECONÓMICA.

Pueden consultarse tanto los datos utilizados para el estudio como los cálculos realizados en: “Anexo I Cálculos realizados estudio económico”.

| AÑO | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| SITUACIÓN INICIAL | | | | | | | | | | |
| Coste Electricidad | 1.372.938 € | 1.400.397 € | 1.428.405 € | 1.456.973 € | 1.486.112 € | 1.515.834 € | 1.546.151 € | 1.577.074 € | 1.608.616 € | 1.640.788 € |
| Coste Gas Natural | 718.748 € | 747.498 € | 777.398 € | 808.494 € | 840.833 € | 874.467 € | 909.445 € | 945.823 € | 983.656 € | 1.023.002 € |
| COSTE TOTAL [€] | 2.091.686 € | 2.147.894 € | 2.205.802 € | 2.265.466 € | 2.326.946 € | 2.390.301 € | 2.455.596 € | 2.522.897 € | 2.592.272 € | 2.663.790 € |
| COSTE TOTAL ACUMULADO[€] | 2.091.686 € | 4.239.580 € | 6.445.383 € | 8.710.849 € | 11.037.795 € | 13.428.096 € | 15.883.692 € | 18.406.589 € | 20.998.861 € | 23.662.651 € |
| SITUACIÓN TRAS COGENERACIÓN | | | | | | | | | | |
| Coste Gas Natural | 1.359.049 € | 1.413.411 € | 1.469.948 € | 1.528.745 € | 1.589.895 € | 1.653.491 € | 1.719.631 € | 1.788.416 € | 1.859.953 € | 1.934.351 € |
| Impuesto Céntimo Verde | 98.320 € | 100.778 € | 103.297 € | 105.880 € | 108.527 € | 111.240 € | 114.021 € | 116.872 € | 119.793 € | 122.788 € |
| Mantenimiento | 180.000 € | 184.500 € | 189.113 € | 193.840 € | 198.686 € | 203.653 € | 208.745 € | 213.963 € | 219.313 € | 224.795 € |
| Seguro | 5.000 € | 5.125 € | 5.253 € | 5.384 € | 5.519 € | 5.657 € | 5.798 € | 5.943 € | 6.092 € | 6.244 € |
| COSTE TOTAL [€] | 1.642.369 € | 1.703.814 € | 1.767.611 € | 1.833.850 € | 1.902.628 € | 1.974.042 € | 2.048.195 € | 2.125.194 € | 2.205.151 € | 2.288.179 € |
| COSTE TOTAL ACUMULADO [€] | 1.642.369 € | 3.346.183 € | 5.113.794 € | 6.947.644 € | 8.850.272 € | 10.824.313 € | 12.872.508 € | 14.997.703 € | 17.202.853 € | 19.491.032 € |
| RESULTADOS | | | | | | | | | | |
| AHORRO ENERGÉTICO [€] | 732.637 € | 734.483 € | 735.855 € | 736.721 € | 737.050 € | 736.810 € | 735.966 € | 734.481 € | 732.319 € | 729.440 € |
| AHORRO GENERADO [€] | 449.317 € | 444.080 € | 438.192 € | 431.616 € | 424.318 € | 416.259 € | 407.401 € | 397.703 € | 387.121 € | 375.612 € |
| AHORRO ACUMULADO PROYECTO [€] | 449.317 € | 893.397 € | 1.331.589 € | 1.763.205 € | 2.187.523 € | 2.603.782 € | 3.011.184 € | 3.408.887 € | 3.796.008 € | 4.171.619 € |
| PORCENTAJE DE AHORRO PROYECTO | 21% | 21% | 21% | 20% | 20% | 19% | 19% | 19% | 18% | 18% |
| INVERSIÓN INICIAL PROYECTO [€] | 1.850.000 € | | | | | | | | | |
| PAYBACK PROYECTO | -1.400.683 € | -956.603 € | -518.411 € | -86.795 € | 337.523 € | 753.782 € | 1.161.184 € | 1.558.887 € | 1.946.008 € | 2.321.619 € |

FIGURA 21. TABLA DE CÁLCULO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

6.3.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

Tras analizar los resultados obtenidos en los cálculos de viabilidad económica puede observarse que los indicadores VAN y TIR tienen valores muy positivos. El VAN al 12% tiene un resultado de 3.739.431 €, aproximadamente el doble de la inversión necesaria. En cuanto al TIR se encuentra por encima del 15%, con lo que de llevarse a cabo la inversión se obtendría una alta tasa de rentabilidad.

El plazo de recuperación de la inversión es de 4,2 años, es decir, en 4 años y 3 meses sumando los beneficios netos obtenidos se recuperaría la inversión de 1.850.000 €.

En conclusión, podemos determinar que **la implantación de la cogeneración en el hospital resultaría viable y rentable**, habiéndose obtenido resultados considerablemente positivos de los indicadores de rentabilidad utilizados en este estudio.

7. CONCLUSIONES.

En este proyecto se ha tenido como objetivo realizar un estudio que determine la viabilidad económica de un sistema de cogeneración. En concreto, se pretende la implantación de un módulo de cogeneración que cubra la demanda térmica y eléctrica de un hospital de la zona centro de España.

Se emprende este objetivo ante un escenario legislativo complicado, sin incentivos a la cogeneración y con incertidumbre regulatoria que lejos de atraer nuevas inversiones, según diversas asociaciones del sector, ha producido el cierre de multitud de plantas de cogeneración en los últimos años.

Con la trigeneración en el horizonte, existe un futuro a medio plazo en el que la microcogeneración puede convertirse en la primera opción tanto en instalaciones de media potencia como en instalaciones de menor potencia pertenecientes al sector servicios y residencial, puesto que la posibilidad de producir frío para refrigeración, además de calor, coincide con las necesidades habituales de climatización de este sector.

Pese a trabajar con combustibles fósiles el empleo de cogeneración supone beneficios medioambientales, contribuye a la reducción de emisiones contaminantes y aumenta la sostenibilidad, ya que al tratarse de una tecnología de alta eficiencia se logran rendimientos entre el 70 y el 90%.

Además, trabajando conjuntamente con energías renovables se crearía un futuro parque eléctrico español con menor dependencia energética exterior, capaz de cumplir con creces los objetivos de emisiones marcados por las distintas instituciones y con un considerable ahorro económico para la administración.

Hoy día es posible la implantación de cogeneración tanto en edificios existentes como en nuevas instalaciones. Para ello ha de estudiarse la tecnología que mejor se adapte a las necesidades del consumidor, ya que para obtener rentabilidad y a la espera de que se apruebe el borrador que regule el autoconsumo, la instalación debe basarse en satisfacer la demanda térmica del cliente y aprovechar el máximo de energía térmica que produce el grupo electrógeno al producir la energía eléctrica.

Por tanto, atendiendo a los resultados de este proyecto se puede afirmar que sí es viable económicamente la implantación de cogeneración si, como en el hospital de estudio, se opera en régimen de autoconsumo, es decir, la energía generada por el módulo de cogeneración es consumida y gestionada por el propio centro. En este caso, además de producirse energía eléctrica para satisfacer la demanda del hospital, se cubren también sus necesidades térmicas mediante la producción de agua caliente.

Como se ha comprobado, con una inversión de 1.850.000 €, en algo más de cuatro años se recupera el total de esta cuantía y a partir de ese momento se tienen más de cinco años de beneficios, con un VAN de 3.739.431 € y un TIR del 16,75%.

Se concluye, por tanto, que la cogeneración es actualmente una solución viable tanto técnica como económicamente, siendo además una tecnología con un alto potencial de nuevas instalaciones. A su vez, debido a su alta eficiencia supone un significativo ahorro económico, disminuye el consumo de energía y reduce las emisiones contaminantes vertidas a la atmósfera.

8. BIBLIOGRAFÍA.

8.1 REFERENCIAS EN EL DOCUMENTO.

- [1] GAS NATURAL FENOSA. (s.f.). Recuperado en Noviembre de 2014, de Plantas de cogeneración: <http://www.empresaeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/plantas-de-cogeneracion>
- [2] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM). (2010). Recuperado en Octubre de 2014, de Guía de la cogeneración: www.fenercom.com
- [3] REPSOL. (s.f.). Recuperado en Noviembre de 2014, de Aplicaciones de la cogeneración: http://www.repsol.com/pe_es/productos_y_servicios/productos/glp_butano_y_propano/guia_de_los_glps/usos_del_glp/generacion/cogeneracion/aplicaciones/
- [4] ALTARE ENERGÍA (s.f.) Recuperado en Mayo de 2015, de <http://www.altare-energia.com>
- [5] European Commission. (2013). Recuperado en Diciembre de 2014, de Eu Energy in Figures - Statistical Pocketbook: <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/energy-statistical-pocketbook>
- [6] International Energy Agency (IEA). (s.f.). Recuperado en Diciembre de 2014, de <http://www.iea.org/publications/>
- [7] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). (Febrero de 2014). Recuperado en Enero de 2015, de Boletín de estadísticas energéticas de cogeneración. Año 2012: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Boletin_Estadistico_Cogeneracion_bd893c0f.pdf
- [8] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético). (s.f.). Recuperado en Diciembre de 2014, de <http://www.idae.es/index.php/idpag.17/reلمenu.329/mod.pags/mem.detalle>
- [9] ABSORSISTEM. (s.f.). Recuperado en Noviembre de 2014, de <http://absorsistem.com/tecnologia/absorcion/principio-y-antecedentes-historicos-del-ciclo-de-refrigeracion-por-absorcion>

8.2 BIBLIOGRAFÍA.

- ABSORSISTEM. (s.f.) Recuperado en Noviembre de 2014, de <http://www.absorsistem.com>
- ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración). (s.f.) Recuperado en Noviembre de 2014, de <http://www.acogen.org>
- AESA. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.aesa.net>
- AITESA. (s.f.) Recuperado en Febrero de 2015, de <http://www.aitesa.es>
- ALTARE ENERGÍA (s.f.) Recuperado en Mayo de 2015, de <http://www.altare-energia.com>
- Caterpillar. (s.f.). Recuperado en Abril de 2015, de <http://www.cat.com/es>
- CNE (Comisión Nacional de Energía). (s.f.) Recuperado en Noviembre de 2014, de <http://www.cne.es>
- COGEN España (Asociación Española para la promoción de la cogeneración). (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.cogenspain.org>
- Cogenera México. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.cogeneramexico.org.mx>
- European Commission Energy. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.ec.europa.eu>
- Energiza. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.energiza.org>
- Energía y Sociedad. (s.f.) Recuperado en Marzo de 2015, de <http://www.energiaysociedad.es>
- Endesa. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.endesaeduca.com>
- Directiva 2012/27/EU del parlamento europeo y del consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.*
- Fenercom (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid). (2012). *Guía Básica de Microcogeneración*. Comunidad de Madrid.
- Fenercom (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid). (2010). *Guía de la Cogeneración*. Comunidad de Madrid.

IEA (International Energy Agency). (s.f.) Recuperado en Enero de 2015, de <http://www.iea.org>

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (s.f.) Recuperado en Enero de 2015 de <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). (Abril 2008). *Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.*

HRS. (s.f.) Recuperado en Marzo de 2015, de <http://www.hrs-heatexangers.com>

MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (s.f.) Recuperado en Diciembre de 2014, de <http://www.minetur.gob.es>

MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo). (Abril 2009). *Código Técnico de la Edificación.*

MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo). (Septiembre 2013). *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.*

MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo).(Agosto 2002). *Reglamento Electrotécnico para baja Tensión.*

Plantas de Cogeneración. (s.f.) Recuperado en Noviembre de 2014, de <http://www.plantasdecogeneración.com>

Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración.

REE (Red Eléctrica de España). (s.f.) Recuperado en Diciembre de 2014, de <http://www.ree.es>

REPSOL. (s.f.) Recuperado en Diciembre de 2014, de <http://www.repsol.com>

9. ANEXOS.

ANEXO I. CÁLCULOS REALIZADOS ESTUDIO ECONÓMICO.

ANEXO II. ESQUEMA ELÉCTRICO COGENERACIÓN.

ANEXO III. ESQUEMA CALOR COGERERACIÓN.

ANEXO IV. FICHA CATÁLOGO FABRICANTE MOTOR.

ANEXO I. CÁLCULOS REALIZADOS ESTUDIO ECONÓMICO.

DATOS UTILIZADOS PARA LA REALIZACIÓN DE LOS CÁLCULOS:

| RENDIMIENTOS UTILIZADOS | |
|---|------------|
| Rendimiento de la caldera | 0,9 |
| Rendimiento de la instalación | 0,427 |
| PRECIO DE COMPRA COMBUSTIBLES A MERCADO | |
| Precio gas natural compra HOSPITAL [€/ kWh] | 0,041000 |
| Precio promedio eléctrico HOSPITAL [€/ kWh] | 0,097000 |
| CONSUMOS ENERGÉTICOS INICIALES | |
| Consumo anual eléctrico [kWh] | 14.154.000 |
| Consumo anual calor [kWh] | 16.128.000 |
| REVISIÓN DE PRECIOS ANUAL | |
| Revisión de precios gas natural | 4,00% |
| Revisión precios electricidad | 2,00% |
| Incremento IPC | 2,50% |

FÓRMULAS UTILIZADAS EN EL ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA:**SITUACIÓN INICIAL.****1. Coste electricidad.**Año 1:

$$\begin{aligned} \text{Coste electricidad } [€] \\ = \text{Consumo anual eléctrico } [kWh] \times \text{Precio promedio eléctrico } \left[\frac{€}{kWh} \right] \end{aligned}$$

Años 2 a 10:

$$\begin{aligned} \text{Coste electricidad } [€]_{\text{año } n} \\ = \text{Coste electricidad } [€]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Revisión precios electricidad}) \end{aligned}$$

2. Coste gas natural.Año 1:

$$\text{Coste gas natural } [€] = \frac{\text{Consumo anual calor } [kWh]}{\text{Rendimiento caldera}} \times \text{Precio gas natural } \left[\frac{€}{kWh} \right]$$

Años 2 a 10:

$$\begin{aligned} \text{Coste gas natural } [€]_{\text{año } n} \\ = \text{Coste gas natural } [€]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Revisión precios gas natural}) \end{aligned}$$

3. Coste total.

$$\text{Coste total } [€] = \text{Coste electricidad } [€] + \text{Coste gas natural } [€]$$

4. Coste total acumulado.Año 1:

$$\text{Coste total acumulado } [€] = \text{Coste total}_{\text{año } 1} [€]$$

Años 2 a 10:

$$\text{Coste total acumulado}_{\text{año } n} [€] = \text{Coste total}_{\text{año } n} [€] + \text{Coste total acumulado}_{\text{año } n-1} [€]$$

SITUACIÓN TRAS COGENERACIÓN.

5. Coste gas natural.

Año 1:

$$\text{Coste gas natural } [\text{€}] = \frac{\text{Consumo anual eléctrico [kWh]}}{\text{Rendimiento instalación}} \times \text{Precio gas natural } \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Años 2 a 10:

$$\begin{aligned} \text{Coste gas natural } [\text{€}]_{\text{año } n} \\ = \text{Coste gas natural } [\text{€}]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Revisión precios gas natural}) \end{aligned}$$

6. Impuesto Céntimo Verde.

Año 1:

$$\text{Impuesto Céntimo Verde } [\text{€}] = 98319,9836623209 \text{ [€]}$$

Años 2 a 10:

$$\begin{aligned} \text{Impuesto Céntimo Verde } [\text{€}]_{\text{año } n} \\ = \text{Impuesto Céntimo Verde } [\text{€}]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Incremento IPC}) \end{aligned}$$

7. Mantenimiento.

Año 1:

$$\text{Mantenimiento } [\text{€}] = 180000 \text{ [€]}$$

Años 2 a 10:

$$\text{Mantenimiento } [\text{€}]_{\text{año } n} = \text{Mantenimiento } [\text{€}]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Incremento IPC})$$

8. Seguro.

Año 1:

$$\text{Seguro } [\text{€}] = 5000 \text{ [€]}$$

Años 2 a 10:

$$\text{Seguro } [€]_{\text{año } n} = \text{Seguro } [€]_{\text{año } n-1} \times (1 + \text{Incremento IPC})$$

9. Coste total.

$$\begin{aligned} \text{Coste total } [€] \\ &= \text{Coste gas natural } [€] + \text{Impuesto Céntimo Verde } [€] \\ &+ \text{Mantenimiento } [€] + \text{Seguro } [€] \end{aligned}$$

10. Coste total acumulado.

Año 1:

$$\text{Coste total acumulado } [€] = \text{Coste total}_{\text{año } 1} [€]$$

Años 2 a 10:

$$\text{Coste total acumulado}_{\text{año } n} [€] = \text{Coste total}_{\text{año } n} [€] + \text{Coste total acumulado}_{\text{año } n-1} [€]$$

11. Ahorro energético.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro energético } [€] \\ &= \text{Coste total (situación inicial)} [€] \\ &- \text{Coste gas natural (situación tras cogeneración)} [€] \end{aligned}$$

12. Ahorro generado.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro generado } [€] \\ &= \text{Coste total (situación inicial)} [€] \\ &- \text{Coste total (situación tras cogeneración)} [€] \end{aligned}$$

13. Ahorro acumulado proyecto.

Año 1:

$$\text{Ahorro acumulado proyecto } [€] = \text{Ahorro generado } [€]$$

Años 2 a 10:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro acumulado proyecto}_{\text{año } n} [\text{€}] \\ = \text{Ahorro generado}_{\text{año } n} [\text{€}] + \text{Ahorro acumulado proyecto}_{\text{año } n-1} [\text{€}] \end{aligned}$$

14. Porcentaje de ahorro proyecto.

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje de ahorro proyecto} \\ = 1 - \frac{\text{Coste total acumulado (situación tras cogeneración)} [\text{€}]}{\text{Coste total acumulado (situación inicial)} [\text{€}]} \end{aligned}$$

15. Inversión inicial proyecto.

$$\text{Inversión inicial proyecto} = 1850000 [\text{€}]$$

16. PAYBACK PROYECTO.

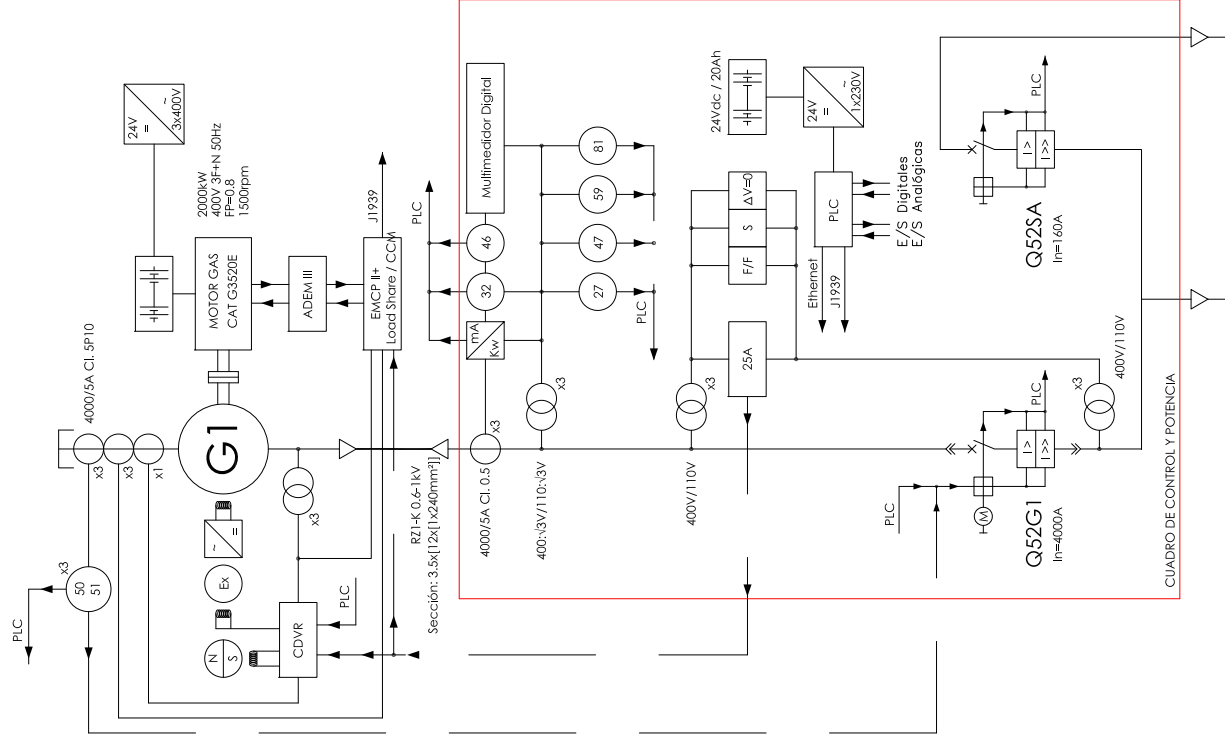
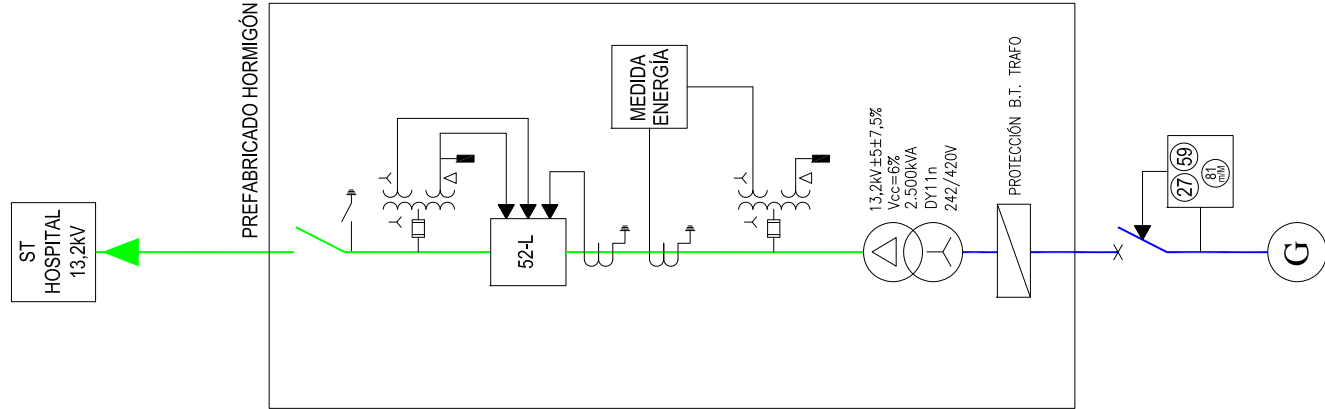
$$\text{PAYBACK PROYECTO} = - \text{Inversión inicial proyecto} [\text{€}] + \text{Ahorros generados}_{\text{año } n} [\text{€}]$$

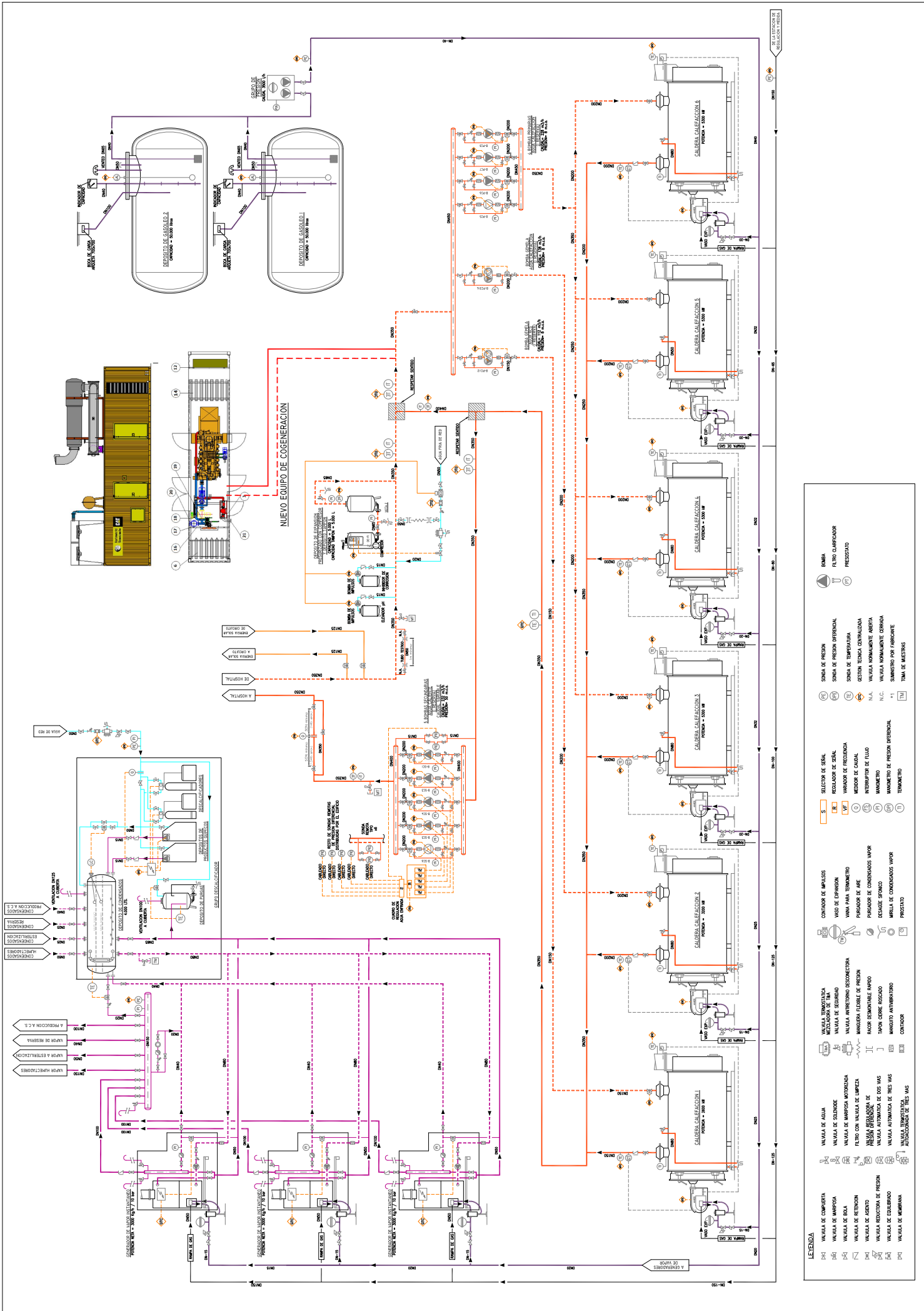
17. TIR PROYECTO A 10 AÑOS.

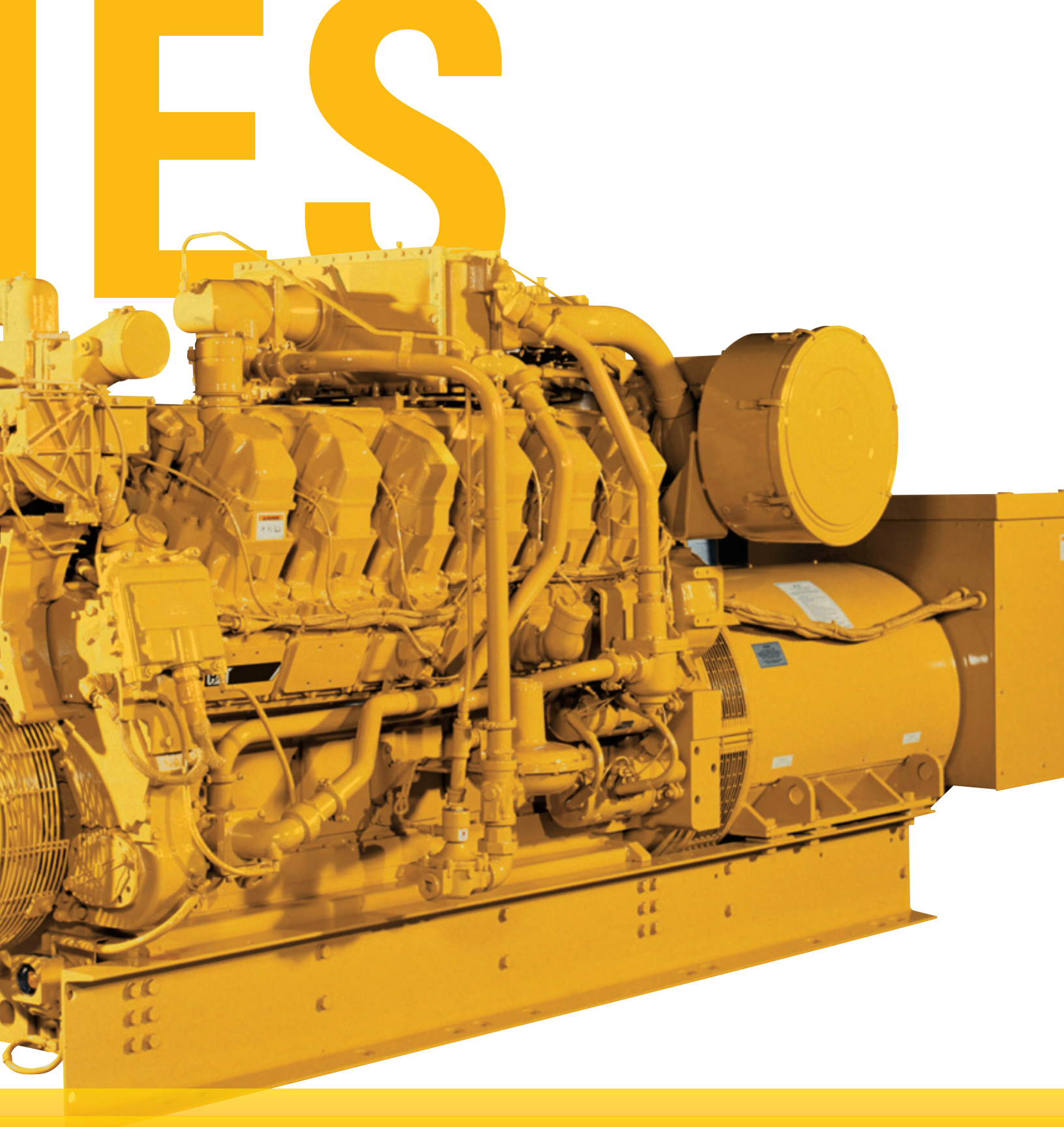
$$\text{VAN} = \sum_{n=1}^{10} \frac{\text{Ahorro generado}_n}{(1 + \text{TIR})^n} - \text{Inversión inicial proyecto} = 0$$

18. VAN PROYECTO A 10 AÑOS AL 12%.

$$\text{VAN} = \sum_{n=1}^{10} \frac{\text{Ahorro generado}_n}{(1 + 0,12)^n} - \text{Inversión inicial proyecto}$$







THERMAL EFFICIENCY

No other gas generator set on the market can deliver the same diversity of heat for combined heat and power applications. The A Series can utilize up to a 127°C (260°F) jacket water circuit to deliver 15 psi (1 bar) steam while also providing 145 psi (10 bar) steam via exhaust heat recovery.



FUEL FLEXIBILITY

Whether your fuel is coal gas, landfill gas, propane, LNG, agricultural biogas, or associated gas, the A Series has a configuration specifically designed to handle a variety of fuels and applications. This flexibility also extends to extreme ambient conditions and altitudes without derate or risk of detonation.

50HZ PRODUCT PERFORMANCE: NATURAL GAS

| PHYSICAL DATA | UNITS | | G3508A | | G3512A | | G3516A | | G3512E | | G3516B | |
|----------------------|-------|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Bore / Stroke | mm | in | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 |
| Displacement | l | in ³ | 33.0 | 2015 | 52.0 | 3158 | 69.0 | 4210 | 52.0 | 3158 | 69.0 | 4210 |
| Engine Speed | rpm | | 1500 | | 1500 | | 1500 | | 1500 | | 1500 | |
| Length ¹⁾ | mm | in | 3581 | 141 | 4332 | 171 | 4909 | 193 | 4625 | 182 | 4848 | 191 |
| Width ¹⁾ | mm | in | 1570 | 62 | 2160 | 85 | 2197 | 86 | 1828 | 72 | 2091 | 82 |
| Height ¹⁾ | mm | in | 2012 | 79 | 2063 | 81 | 2015 | 79 | 2255 | 89 | 2350 | 93 |
| Dry weight genset | kg | lb | 9,229 | 20,351 | 10,807 | 23,830 | 12,384 | 27,306 | 11,347 | 25,021 | 13,370 | 29,480 |

| PERFORMANCE | UNITS | | G3508A | | G3512A | | G3516A | | G3512E | | G3516B | |
|--|--------------------------------|---------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|
| Emission setting (NO _x) [*] | mg/m _n ³ | g/bhp-h | 500 | 1 | 500 | 1 | 834 | 2 | 500 | 1 | 500 | 1 |
| Electrical power ²⁾ | kW _e | | 485 | | 777 | | 983 | | 1017 | | 1088 | |
| Mean effective pressure | bar | psi | 11.7 | 170 | 12.4 | 180 | 11.7 | 170 | 16.2 | 235 | 13.1 | 190 |
| Thermal output ³⁾ | kW _{th} | Btu/m | 632 | 35,914 | 1,213 | 68,964 | 1,392 | 79,169 | 1,100 | 62,534 | 1,492 | 84,826 |
| Electrical efficiency ²⁾ | % | | 37.2 | | 31.9 | | 34.8 | | 41.5 | | 37.1 | |
| Thermal efficiency ³⁾ | % | | 48.5 | | 48.8 | | 48.3 | | 43.7 | | 49.9 | |
| Total efficiency | % | | 85.7 | | 80.7 | | 83.1 | | 85.2 | | 87.0 | |
| Cat Ref. # | | | 508GEX3 / DM5232-03 | | 512GE04 / DM0762-03 | | 516GE88 / DM5158-02 | | 512GE17 / DM8801-04 | | 516GE83 / DM5641-01 | |

60HZ PRODUCT PERFORMANCE: NATURAL GAS

| PHYSICAL DATA | UNITS | | G3508A | | G3508A | | G3512A | | G3512A | | G3516A | |
|----------------------|-------|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Bore / Stroke | mm | in | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 |
| Displacement | l | in ³ | 33.0 | 2015 | 33.0 | 2015 | 52.0 | 3158 | 52.0 | 3158 | 78.0 | 4210 |
| Engine Speed | rpm | | 1200 | | 1200 | | 1200 | | 1200 | | 1200 | |
| Length ¹⁾ | mm | in | 3821 | 150 | 3821 | 150 | 4281 | 169 | 4281 | 169 | 3280 | 129 |
| Width ¹⁾ | mm | in | 1570 | 62 | 1570 | 62 | 1736 | 68 | 1736 | 68 | 1712 | 67 |
| Height ¹⁾ | mm | in | 2012 | 79 | 2012 | 79 | 1940 | 76 | 1940 | 76 | 1860 | 73 |
| Dry weight genset | kg | lb | 7,393 | 16,301 | 7,393 | 16,301 | 10,807 | 23,830 | 10,807 | 23,830 | 12,549 | 27,670 |

| PERFORMANCE | UNITS | | G3508A | | G3508A | | G3512A | | G3512A | | G3516A | |
|--|--------------------------------|---------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|------------------|--------|
| Emission setting (NO _x) [*] | mg/m _n ³ | g/bhp-h | 9498 | 26 | 857 | 2 | 8399 | 21 | 844 | 2 | 9791 | 24 |
| Electrical power ²⁾ | kW _e | | 373 | | 380 | | 564 | | 583 | | 755 | |
| Mean effective pressure | bar | psi | 11.4 | 165 | 11.7 | 170 | 11.4 | 165 | 11.7 | 170 | 11.7 | 170.0 |
| Thermal output ³⁾ | kW _{th} | Btu/m | 591 | 33,616 | 441 | 25,097 | 961 | 54,629 | 779 | 44,293 | 1,146 | 65,178 |
| Electrical efficiency ²⁾ | % | | 32.7 | | 34.4 | | 32.5 | | 34.5 | | 33.0 | |
| Thermal efficiency ³⁾ | % | | 51.8 | | 39.2 | | 55.2 | | 45.2 | | 49.1 | |
| Total efficiency | % | | 84.5 | | 73.6 | | 87.7 | | 79.7 | | 82.1 | |
| Cat Ref. # | | | 508GE08 / DM5205-03 | | 508GE09 / TM9729-04 | | 512GE12 / DM5207-03 | | 512GE13 / DM0745-05 | | 516GE67 / DM5663 | |

Notes

1) Transport dimensions of genset only. Accessory components must be taken into account separately.

2) Series (A, B, C-60Hz, C-50Hz-Biogas) include losses for engine-mounted JW & AC mechanical coolant pumps. Series (C-50Hz-Natural Gas, E, & H) exclude engine-mounted JW & AC pumps.

In accordance with ISO 3046/1 using standard low voltage (medium voltage for > 2000kW) generator at PF=1.0. Assumes methane number of MN80 for natural gas, MN 130 for biogas.

3) In accordance with nominal tolerances. Calculated as exhaust gas heat cooled (to 120°C) plus engine jacket water circuit heat.

* NO_x emissions as NO₂ dry exhaust gas @ 5% O₂ with 54°C (130°F) SCAC inlet temperature [48°C (118°F) for H Series]. <500 mg/m_n³ (1.0g/bhp-h) NO_x performance available via engine setting for lean burn engines or via 3-way catalyst for rich burn engines. Ultra-low NO_x options available via SCR catalyst.

** Orders available beginning Dec. 2013

Biogas fuels (landfill gas, sewage gas, digester gas) assumed to meet published engine-in contaminant limits with minimum heating value (LHV) = 18.0 MJ/m₃ (457 Btu/scf).

Natural gas fuels assumed to be mostly methane with a lower heating value (LHV) = 35.6 MJ/m₃ (905 Btu/scf).

Specifications for special gases are available.

Data is representative and non-binding. Contact your Cat dealer for generator set, site and fuel-specific performance.

| G3512E | | G3516E | | G3516C | | G3520C | | G3516H | | G3520E | |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 215 | 6.7 / 8.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 |
| 52.0 | 3158 | 69.0 | 4210 | 69.0 | 4210 | 86.0 | 5266 | 78.0 | 4765 | 86.0 | 5248 |
| 1500 | | 1500 | | 1500 | | 1500 | | 1500 | | 1500 | |
| 4594 | 181 | 5523 | 217 | 5553 | 219 | 6259 | 246 | 5979 | 235 | 6893 | 271 |
| 1647 | 65 | 1828 | 72 | 1828 | 72 | 1828 | 72 | 1921 | 76 | 2001 | 79 |
| 2255 | 89 | 2340 | 92 | 2340 | 92 | 2254 | 89 | 2307 | 91 | 2727 | 107 |
| 12,460 | 27,475 | 13,366 | 29,472 | 14,161 | 31,226 | 17,826 | 39,306 | 16,397 | 36,156 | 17,826 | 39,306 |

| G3512E | | G3516E | | G3516C | | G3520C | | G3516H | | G3520E | |
|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|---------|------------------------|---------|-----------------|---------|---------------------|---------|
| 500 | 1 | 500 | 1 | 500 | 1 | 500 | 1 | 500 | 1 | 500 | 1 |
| 1211 | | 1603 | | 1605 | | 2019 | | 2027 | | 2039 | |
| 19.2 | 279 | 19.2 | 278 | 19.2 | 279 | 19.2 | 278 | 21.3 | 309 | 19.5 | 283 |
| 1,226 | 69,727 | 1,634 | 92,897 | 1,830 | 104,096 | 2,282 | 129,786 | 1,937 | 110,155 | 2,164 | 123,056 |
| 42.2 | | 41.6 | | 40.1 | | 40.3 | | 44.7 | | 42.4 | |
| 41.8 | | 41.4 | | 44.6 | | 44.5 | | 41.3 | | 44.0 | |
| 84.0 | | 83.0 | | 84.7 | | 84.8 | | 86.0 | | 86.4 | |
| 512GE18 / DM8811-04 | | 516GE48 / DM5790-02 | | 516GE24 / DM8678-04 | | 520GE87/88 / EM0301-01 | | DTO / EM0500-00 | | 520GE62 / DM8916-00 | |

| G3516A | | G3516B | | G3520C | | G3516C | | G3516H** | | G3520E | | G3520C | |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 215 | 6.7 / 8.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 | 170 / 190 | 6.7 / 7.5 |
| 69.0 | 4210 | 69.0 | 4210 | 86.0 | 5266 | 69.0 | 4210 | 78.0 | 4765 | 86.0 | 5248 | 86.0 | 5270 |
| 1200 | | 1800 | | 1200 | | 1800 | | 1500 | | 1500 | | 1800 | |
| 4913 | 193 | 4203 | 165 | 6312 | 249 | 5518 | 217 | 7395 | 291 | 7013 | 276 | 6367 | 251 |
| 1736 | 68 | 2155 | 85 | 1830 | 72 | 1830 | 72 | 2139 | 84 | 2032 | 80 | 1997 | 79 |
| 1940 | 76 | 2419 | 95 | 2340 | 92 | 2340 | 92 | 2402 | 95 | 2730 | 107 | 2340 | 92 |
| 12,549 | 27,670 | 12,618 | 27,823 | 17,339 | 38,232 | 13,748 | 30,315 | 18,315 | 40,384 | 21,454 | 47,306 | 17,215 | 37,959 |

| G3516A | | G3516B | | G3520C | | G3516C | | G3516H** | | G3520E | | G3520C | |
|---------------------|--------|---------------------|---------|---------------------|--------|---------------------|---------|-----------------|---------|---------------------|---------|---------------------|---------|
| 844 | 2 | 407 | 1 | 500 | 1 | 443 | 1 | 500 | 1 | 500 | 1 | 446 | 1 |
| 779 | | 1312 | | 1626 | | 1663 | | 2008 | | 2026 | | 2077 | |
| 11.7 | 170 | 13.0 | 189 | 19.4 | 282 | 16.6 | 241 | 21.3 | 309 | 19.3 | 280 | 16.6 | 241 |
| 1,087 | 61,819 | 1,817 | 103,314 | 1,749 | 99,449 | 2,100 | 119,412 | 1,937 | 110,155 | 2,164 | 123,056 | 2,627 | 149,402 |
| 35.0 | | 35.5 | | 40.8 | | 37.6 | | 44.3 | | 42.2 | | 38.0 | |
| 48.8 | | 48.3 | | 42.8 | | 46.4 | | 41.3 | | 44.0 | | 46.9 | |
| 83.8 | | 83.8 | | 83.6 | | 84.0 | | 85.6 | | 86.2 | | 84.9 | |
| 516GE68 / DM0739-00 | | 516GE86 / DM5495-04 | | 520GE34 / DM0881-00 | | 516GE75 / DM5784-01 | | DTO / EM0500-00 | | 520GE62 / DM8916-00 | | 520GE10 / DM3194-02 | |

